Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale,, n. 34 dell'11 febbraio 2005 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Venerdì, 11 febbraio 2005** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00100 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00100 ROMA - CENTRALINO 06 85081

AVVISO AGLI ABBONATI

Si rammenta che la campagna per il rinnovo degli abbonamenti 2005 è terminata il 31 gennaio e che la sospensione degli invii agli abbonati, che entro tale data non hanno corrisposto i relativi canoni, avrà effetto nelle prossime settimane.

N. 18

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 dicembre 2004, n. 237/04; 27 dicembre 2004, n. 238/04, n. 240/04, n. 242/04; 28 dicembre 2004, n. 247/04; 29 dicembre 2004, n. 249/04; 30 dicembre 2004, n. 250/04, n. 252/04 e n. 254/04.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 24 dicembre 2004.

Modificazioni ed integrazioni alle disposizioni delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168/03, e 19 novembre 2004, n. 205/04. (Deliberazione n. 237/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 24 dicembre 2004

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue modifiche e provvedimenti applicativi (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- gli indirizzi formulati in data 31 luglio 2003 dal Ministro delle attività produttive per la realizzazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica (di seguito: Sistema Italia 2004);
- la direttiva del Ministro delle attività produttive 24 dicembre 2004 (prot. n. 4159), recante indirizzi alle società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, Gestore del mercato elettrico Spa, Acquirente unico Spa, e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai fini della partecipazione attiva della domanda al sistema Italia 2004 (di seguito: direttiva ministeriale 24 dicembre 2004);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 05/04, come successivamente integrato e modificato (di seguito: Testo integrato);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 48/04, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione n. 48/04);
- la deliberazione dell'Autorità 19 novembre 2004, n. 205/04 (di seguito: deliberazione n. 205/04);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2004, n. 223/04 (di seguito: deliberazione n. 223/04);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2004, n. 224/04 (di seguito: deliberazione n. 224/04);
- il documento per la consultazione 19 novembre 2004 recante condizioni vigenti dall'1 gennaio 2005 per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle

relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: documento per la consultazione 19 novembre 2004);
- il documento per la consultazione 30 novembre 2004 recante trattamento dello sbilanciamento di impianti di produzione di energia elettrica ai fini del dispacciamento (di seguito: documento per la consultazione 30 novembre 2004).

Considerato che:

- con deliberazione n. 168/03, l'Autorità ha definito le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo n. 79/99;
- con deliberazione n. 48/04, l'Autorità ha disposto l'avvio del dispacciamento di merito economico senza partecipazione attiva della domanda, definendone una disciplina con efficacia limitata al solo anno 2004, ai fini della quale sono state recepite le indicazioni in tal senso fornite dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete) con lettera in data 25 marzo 2004;
- al fine di dare avvio ad un regime di dispacciamento di merito economico con la partecipazione attiva della domanda con decorrenza 1° gennaio 2005, l'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione 19 novembre 2004, recante modifiche e integrazioni alle condizioni stabilite con deliberazione n. 168/03, tenendo conto delle esigenze di gradualità e delle problematiche rappresentate all'Autorità dal Gestore della rete nel corso del primo periodo di funzionamento del dispacciamento di merito economico;
- gli esiti della consultazione di cui al precedente alinea hanno evidenziato, tra l'altro, l'esigenza di:
  - a) prevedere la possibilità, per i soggetti che concludono contratti di compravendita al di fuori del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, di comunicare al Gestore della rete programmi di immissione e di prelievo non bilanciati;
  - b) introdurre, per il solo anno 2005, un regime transitorio circa la valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di consumo non rilevanti;
  - c) definire condizioni transitorie, per un periodo di validità non superiore a tre mesi, circa le modalità di partecipazione al mercato delle unità di produzione non rilevanti;
- l'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione 30 novembre 2004 recante previsioni integrative del documento per la consultazione 19 novembre 2004 con riferimento alla disciplina dei corrispettivi di sbilanciamento per:
  - a) le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
  - b) le unità di produzione che forniscono il servizio di regolazione primaria della frequenza;
  - c) gli sbilanciamenti durante i periodi di reingresso in servizio in seguito a fermate degli impianti di produzione per interventi di manutenzione;
  - d) le unità di produzione nella disponibilità dei soggetti autoproduttori o di cogenerazione destinate al servizio di teleriscaldamento per usi civili;

- gli esiti della consultazione di cui al precedente alinea evidenziano un diffuso dissenso dei soggetti interessati relativamente alle previsioni di cui alla lettera a) del precedente alinea; e che, con riferimento agli altri profili, detti esiti adducono elementi tali da segnalare l'esigenza di condurre ulteriori attività istruttorie, posponendo l'adozione del provvedimento relativo;
- la direttiva ministeriale 24 dicembre 2004, evidenzia, tra l'altro, la necessità che siano previste:
  a) misure idonee per consentire agli operatori di usufruire di un periodo transitorio, che si concluderà entro e non oltre il 31 marzo 2005, al fine acquisire le conoscenze e migliorare i mezzi necessari per effettuare con maggior precisione la formulazione attiva della propria domanda;
  b) nel suddetto periodo transitorio, la riduzione degli oneri economici derivanti dallo sbilanciamento prodotto dagli operatori che partecipano attivamente con la propria domanda al Sistema Italia 2004.

Ritenuto che sia opportuno, al fine di dar luogo all'entrata a regime del dispacciamento di merito economico con la partecipazione attiva della domanda, in aderenza agli esiti dei predetti processi di consultazione, anche in relazione alla direttiva ministeriale 24 dicembre 2004:

- modificare e integrare la deliberazione n. 168/03, prevedendo:
  a) la possibilità, per i soggetti che concludono contratti di compravendita al di fuori del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, di comunicare al Gestore della rete programmi di immissione e di prelievo non bilanciati; ciò al fine di garantire maggiore flessibilità agli operatori;
  b) un regime transitorio, per l'anno 2005, per la valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di consumo non rilevanti, al fine di concedere, ai soggetti responsabili della domanda i cui programmi di prelievo non risultano rilevanti ai fini della previsione da parte del Gestore della rete del fabbisogno di risorse per il dispacciamento, il tempo necessario per migliorare l'accuratezza delle proprie previsioni;
  c) l'introduzione di condizioni transitorie, fino al 31 marzo 2005, circa le modalità di partecipazione al mercato delle unità di produzione non rilevanti;
  d) l'introduzione di ulteriori obblighi informativi in capo agli operatori di mercato ed alla società Gestore del mercato elettrico S.p.A. al fine di migliorare le condizioni di trasparenza di funzionamento del mercato;
- integrare la deliberazione n. 205/04, prevedendo che all'articolo 7, comma 7.4, della medesima deliberazione, le parole "utilizza, per la copertura del relativo squilibrio economico, il gettito rinveniente dal corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete per il dispacciamento" siano sostituite dalle parole "calcola il gettito necessario per la copertura del relativo squilibrio economico"

DELIBERA

1. di modificare ed integrare la deliberazione n. 168/03, nei termini di seguito indicati:

a) all'articolo 1, comma 1.1, le parole "Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 297 del 22 dicembre 2001, come successivamente integrata e modificata (di seguito: Testo integrato) nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:" sono sostituite con le parole "Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente integrata e modificata (di seguito: Testo integrato), nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:";

b) all'articolo 1, comma 1.1, dopo l'alinea "• **l'Acquirente unico** è il soggetto di cui all'articolo 4 del decreto legislativo n. 79/99;" è inserito l'alinea:

"• **assegnatari di capacità di trasporto** sono i soggetti assegnatari di quote di capacità di trasporto assegnate dal Gestore della rete ai sensi della deliberazione n. 224/04 ai fini dell'importazione di energia elettrica:

a) in esecuzione dei contratti pluriennali di importazione;
b) per la consegna di energia elettrica nella Repubblica di San Marino, nello Stato della Città del Vaticano-Santa Sede, nonché in Corsica;
c) per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera;
d) da parte della società *Raetia Energie*.

Sono considerati assegnatari di capacità di trasporto anche i soggetti a cui siano state allocate quote di capacità di trasporto in importazione tramite assegnazione autonoma da parte dei gestori di rete esteri;";

c) all'articolo 1, comma 1.1, l'alinea "• **cliente grossista** è il soggetto che acquista e vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione, incluso nell'elenco di cui all'articolo 5, comma 5.1, della deliberazione n. 20/03" è soppresso;

d) all'articolo 1, comma 1.1, dopo l'alinea "• **controllo degli scambi programmati** è l'insieme delle azioni di controllo del Gestore della rete, anche in cooperazione con altri gestori esteri di reti elettriche, per il controllo degli scambi di energia elettrica tra i sistemi elettrici interconnessi al sistema elettrico nazionale" è inserito l'alinea:

"• **Disciplina del mercato** è il Testo Integrato della disciplina del mercato elettrico approvata con il decreto 19 dicembre 2003, come successivamente modificata ed integrata;"

e) all'articolo 1, comma 1.1, dopo l'alinea "• **rete rilevante** è l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione;" è inserito l'alinea:

"• **sbilanciamento a programma** è la differenza tra i programmi di immissione ed i programmi di prelievo comunicati al Gestore della rete, in esecuzione di un contratto di compravendita concluso al di fuori del sistema delle offerte e registrato ai sensi dell'articolo 4;"

f) all'articolo 1, comma 1.1, l'alinea "• **servizio di interrompibilità del carico** è il servizio fornito dalle unità di consumo rilevanti connesse a reti con obbligo di connessione di terzi dotate, in ogni singolo punto di prelievo, di apparecchiature di distacco del carico conformi alle specifiche tecniche definite dal GRTN e disponibili a distacchi di carico con le modalità definite dal medesimo GRTN;" è sostituito dall'alinea:

"• **servizio di interrompibilità del carico** è il servizio fornito dalle unità di consumo rilevanti connesse a reti con obbligo di connessione di terzi dotate, in ogni singolo punto di prelievo, di apparecchiature di distacco del carico conformi alle specifiche tecniche definite dal Gestore della rete e disponibili a distacchi di carico con le modalità definite dal medesimo Gestore della rete;"

g) all'articolo 1, comma 1.1, l'alinea "• **unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili non programmabili** è un'unità di produzione che utilizza l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente;" è sostituito dall'alinea:

"• **unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili non programmabili** è un'unità di produzione che utilizza l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, delle biomasse, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente;"

h) all'articolo 1, comma 1.1, l'alinea "• **deliberazione n. 95/01** è la deliberazione dell'Autorità 30 aprile 2001, n. 95/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 138 del 16 giugno 2001, come successivamente modificata ed integrata" è soppresso;

i) all'articolo 1, comma 1.1, l'alinea "• **deliberazione n. 317/01** è l'Allegato A della deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2001, n. 317/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 37 del 13 febbraio 2002, come successivamente modificata ed integrata;" è soppresso;

j) all'articolo 1, comma 1.1, dopo l'alinea "• **utente del dispacciamento** è il soggetto che ha concluso con il Gestore della rete un contratto per il servizio di dispacciamento" è inserito l'alinea:

"• **deliberazione n. 36/02** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 7 marzo 2002, n. 36/02;"

k) all'articolo 1, comma 1.1, l'alinea "• **deliberazione n. 42/02** è la deliberazione dell'Autorità 19 aprile 2001, n. 42/02, pubblicata sulla

Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 79, n. 297 del 4 aprile 2002" è sostituito dall'alinea:

"• **deliberazione n. 42/02** è la deliberazione dell'Autorità 19 aprile 2002, n. 42/02, come successivamente modificata ed integrata;"

l) all'articolo 1, comma 1.1, gli alinea "• **deliberazione n. 125/02** è la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2002, n. 125/02;" e "**deliberazione n. 20/03** è la deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2003, n. 20/03, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 71 del 26 marzo 2003;" sono soppressi;

m) all'articolo 1, comma 1.1, l'alinea "• **deliberazione n. 118/03** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana;" è sostituito dall'alinea:

"• **deliberazione n. 118/03** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03";

n) all'articolo 1, comma 1.1, l'alinea "• **deliberazione n. 157/03** la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2003, n. 157/03, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana." è soppresso;

o) all'articolo 1, comma 1.1, dopo l'alinea "• **deliberazione n. 118/03** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana" sono inseriti i seguenti alinea:

"• **deliberazione n. 205/04** è la deliberazione 19 novembre 2004, n. 205/05;

• **deliberazione n. 223/04** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2004, n. 223/04;

• **deliberazione n. 224/04** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2004, n. 224/04;"

p) all'articolo 3, comma 3.1, le lettere a), b) e c), sono sostituite dalle seguenti lettere:

"a) connessione, intesa, ai fini del presente provvedimento, come realizzazione e mantenimento del collegamento alle infrastrutture di una rete con obbligo di connessione di terzi;

b) trasmissione, inteso come il servizio di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale;

c) distribuzione, inteso come il servizio di distribuzione esercitato in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione;

d) dispacciamento, inteso, ai fini del presente provvedimento, come determinazione delle partite fisiche di competenza dei contratti di compravendita ai fini dell'immissione o del prelievo di energia elettrica nei

diversi cicli esecutivi, come approvvigionamento e conseguente fornitura di risorse del sistema elettrico nazionale necessarie a garantire la sicurezza dello stesso e il buon esito dei contratti, nonché come valorizzazione e regolazione dell'energia elettrica oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali.";

q) all'articolo 4, comma 4.2, lettera a), le parole "clienti grossisti" sono sostituite dalle parole "altri soggetti";

r) all'articolo 4, comma 4.2, lettera c) le parole "sulla rete di interconnessione in importazione e in esportazione ai sensi della deliberazione n. 157/03" e le parole "o di esportazione" sono soppresse;

s) all'articolo 4, comma 4.2, la lettera e) è così sostituita: "e) i soggetti abilitati dal Gestore della rete, ai sensi del regolamento di cui all'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione n. 223/04, a presentare offerte di vendita su unità di importazione o offerte di acquisto su unità di esportazione nel mercato del giorno prima per le finalità di cui all'articolo 5, comma 5.2, della medesima deliberazione.";

t) all'articolo 4, comma 4.6, la lettera d) è soppressa;

u) all'articolo 4, dopo il comma 4.6 è inserito il comma 4.6.1:

"4.6.1 Gli operatori di mercato acquirenti inseriti nell'elenco degli operatori ammessi al mercato elettrico di cui all'articolo 16 della Disciplina del mercato devono comunicare al Gestore della rete se intendono avvalersi della facoltà di effettuare lo sbilanciamento a programma di cui all'articolo 17, comma 17.3.1.";

v) all'articolo 4, il comma 4.7 è sostituito dal seguente comma:

"4.7 L'operatore di mercato cedente è tenuto a inviare il modulo di cui al comma 4.6 debitamente compilato al Gestore della rete e, per conoscenza, all'operatore di mercato acquirente, nei tempi e con le modalità definite dal medesimo Gestore."

w) all'articolo 4, il comma 4.8 è sostituito dal seguente comma:

"4.8 Al fine di consentire la sollecita effettuazione degli adempimenti necessari all'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione e di dispacciamento, il Gestore della rete dà comunicazione agli operatori di mercato dell'avvenuta registrazione entro, e non oltre, cinque (5) giorni dal ricevimento e dalla positiva verifica del modulo compilato di cui al comma 4.6. Nel caso in cui entro tale termine il Gestore della rete non abbia effettuato la comunicazione di cui al precedente periodo, la registrazione si intende positivamente conclusa.";

x) all'articolo 4, al comma 4.9, dopo le parole "a punti di dispacciamento per unità di produzione" sono inserite le parole "o di importazione" e dopo le parole "a punti di dispacciamento per unità di consumo" sono inserite le parole "o di esportazione";

y) all'articolo 4, dopo il comma 4.9, è inserito il seguente comma:

"4.10 Qualora un soggetto abbia la qualifica di operatore di mercato con riferimento ad un punto di dispacciamento per unità di esportazione, i

contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte dal medesimo operatore con riferimento a detto punto non possono includere altri punti di dispacciamento per unità di esportazione o per unità di consumo.”;

z) all’articolo 5, il comma 5.2, è sostituito dal seguente comma:

“5.2 La conclusione, direttamente o attraverso l’interposizione di un terzo, del contratto per il servizio di dispacciamento in immissione e del contratto per il servizio di trasmissione di cui all’articolo 18 del Testo integrato è condizione necessaria per immettere energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi. La conclusione, direttamente o attraverso l’interposizione di un terzo, del contratto per il servizio di dispacciamento in prelievo e del contratto per il servizio di distribuzione è condizione necessaria per prelevare energia elettrica dalla rete con obbligo di connessione di terzi.”;

aa) all’articolo 5, il comma 5.3 è sostituito dal seguente comma:

“5.3 La conclusione dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione deve avvenire in forma scritta. L’interposizione di un terzo ai fini della conclusione dei contratti per i servizi di trasmissione, di distribuzione e di dispacciamento ha la forma di un mandato senza rappresentanza: in tal caso il mandatario deve essere il medesimo per i due contratti. Questi risponde delle obbligazioni che dagli stessi contratti traggono titolo nei confronti dell’esercente il servizio di trasmissione o di distribuzione e del Gestore della rete.”;

bb) all’articolo 5, comma 5.4, le parole “è unico per tutte le unità di produzione e di consumo” sono sostituite dalle parole “è unico per tutte le unità di produzione e unico per tutte le unità di consumo”;

cc) all’articolo 5, il comma 5.5 è sostituito dal seguente comma:

“5.5 Entro il sest’ultimo giorno lavorativo del mese precedente a quello di efficacia, le imprese distributrici di riferimento inviano al Gestore della rete, con le modalità dal medesimo stabilite, l’elenco dei soggetti ubicati nel proprio ambito di competenza, nonché dei soggetti ubicati nell’ambito di competenza delle imprese distributrici sottese che hanno concluso un contratto per il servizio di distribuzione Le variazioni dell’utente del dispacciamento per uno o più punti di prelievo trattati su base oraria seguono la tempistica prevista all’articolo 9, comma 9.2, della deliberazione n. 118/03.”;

dd) all’articolo 5, il comma 5.6 è sostituito dal seguente comma:

“5.6 La conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento costituisce condizione necessaria per l’accesso al servizio di trasmissione di cui all’articolo 18 del Testo integrato. Il Gestore della rete nega la connessione alla rete dell’unità di produzione, qualora il richiedente non offra la dimostrazione dell’avvenuta conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento ovvero, nel caso di utenti già connessi alla rete che non abbiano fornito la suddetta dimostrazione, intima, la conclusione del

contratto di dispacciamento entro cinque (5) giorni dalla notifica dell'intimazione.";

ee) all'articolo 5, dopo il comma 5.6 sono inseriti i seguenti commi:

"5.6.1 La conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento costituisce condizione necessaria per l'accesso al servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Le imprese distributrici negano la connessione alla rete, qualora il richiedente non offra la dimostrazione dell'avvenuta conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento ovvero, nel caso di utenti già connessi alla rete che non abbiano fornito la suddetta dimostrazione, intimano, dandone informazione al Gestore della rete, la conclusione del contratto di dispacciamento entro cinque (5) giorni dalla notifica dell'intimazione.

5.6.2 L'intimazione di cui ai commi 5.6 e 5.6.1 contiene l'avvertenza che la mancata conclusione del contratto di dispacciamento comporterà la disconnessione dell'utente senza ulteriore preavviso. Scaduto tale termine si dà luogo alla risoluzione di diritto del contratto di trasmissione o di distribuzione in essere e alla disconnessione dell'utente. L'esercente il servizio comunica tempestivamente al Gestore della rete e all'Autorità l'avvenuta disconnessione.";

ff) all'articolo 5, il comma 5.7 è soppresso;

gg) all'articolo 5, al comma 5.9 le parole "precedente comma 5.6" sono sostituite dalle parole "presente articolo";

hh) all'articolo 6, i commi 6.2 e 6.4 sono soppressi;

ii) all'articolo 9, comma 9.1, dopo la lettera d) è inserita la seguente lettera:

"e) l'accesso da parte del Gestore del mercato alle informazioni contenute nel registro delle unità di produzione e nel registro delle unità di consumo essenziali ai fini dello svolgimento delle attività del medesimo Gestore del mercato.";

jj) all'articolo 10, il comma 10.3 è sostituito dal seguente comma:

"10.3 Ai fini del presente provvedimento le unità di consumo sono classificate nelle seguenti tipologie:

a) unità di consumo rilevanti;

b) unità di consumo non rilevanti".

kk) all'articolo 10, il comma 10.4 è soppresso;

ll) all'articolo 12, comma 12.2, le parole "include altresì" sono sostituite dalle parole "può includere altresì, nei casi e con le modalità definite dal Gestore della rete nelle regole di dispacciamento,";

mm) all'articolo 12, comma 12.5, sono soppresse le parole "Tale punto è l'insieme di uno o più punti di prelievo con le seguenti caratteristiche:

a) relativi a unità di consumo della stessa tipologia, ai sensi dell'articolo 10.

b) localizzati in un'unica zona;

c) inclusi nei contratti per il servizio di trasporto conclusi, anche con diverse imprese distributrici, dal medesimo utente del dispacciamento che è anche utente del trasporto.";

nn) all'articolo 12, dopo il comma 12.5, sono inseriti i seguenti commi:

"12.5.1 Il punto di dispacciamento per unità di consumo non comprese nel mercato vincolato è l'insieme di uno o più punti di prelievo con le seguenti caratteristiche:

d) relativi a unità di consumo della stessa tipologia, ai sensi dell'articolo 10;

e) localizzati in un'unica zona;

f) inclusi nei contratti per il servizio di distribuzione conclusi, anche con diverse imprese distributrici, da un utente del dispacciamento che è anche utente del servizio di distribuzione.

12.5.2 Il punto di dispacciamento per unità di consumo comprese nel mercato vincolato è l'insieme di tutti i punti di prelievo con le seguenti caratteristiche:

a) localizzati in un'unica zona;

b) inclusi nei contratti per il servizio di distribuzione conclusi, anche con diverse imprese distributrici, dai clienti del mercato vincolato.";

oo) all'articolo 14, comma 14.4, lettera a), le parole "di cui all'articolo 19, comma 19.3, della deliberazione n. 157/03" sono soppresse e dopo le parole "frontiera elettrica" sono inserite le parole "risultanti dalla somma dei programmi orari di scambio comunicati ai sensi dell'articolo 10, comma 10.3, della deliberazione n. 224/04, e delle offerte di vendita accettate nella zona virtuale cui la frontiera elettrica si riferisce formulate ai sensi dell'articolo 5 della deliberazione n. 223/04;";

pp) all'articolo 14, comma 14.5, lettera a), le parole "di cui all'articolo 19, comma 19.3, della deliberazione n. 157/03" sono soppresse e dopo le parole "frontiera elettrica" sono inserite le parole "risultanti dalla somma delle offerte di acquisto accettate nella zona virtuale a cui la frontiera elettrica si riferisce, formulate ai sensi dell'articolo 5 della deliberazione n. 223/04";

qq) all'articolo 14, comma 14.6, lettere a) e b), le parole "nella tabella 13, colonna A, di cui all'Allegato n. 2 del Testo integrato" sono sostituite dalle parole "nella tabella 17, colonna A, di cui all'Allegato n. 1 del Testo integrato";

rr) all'articolo 17, il comma 17.3 è sostituito dal comma:

"17.3 Fatto salvo quanto previsto al comma 17.3.1, in ciascun periodo rilevante, i programmi di prelievo comunicati dall'operatore di mercato acquirente devono essere uguali, in valore assoluto, ai programmi di immissione comunicati dall'operatore di mercato cedente."

ss) all'articolo 17, dopo il comma 17.3 sono inseriti i seguenti commi:

"17.3.1 Gli operatori di mercato inseriti nell'elenco degli operatori ammessi al mercato elettrico di cui all'articolo 16 della Disciplina del mercato che

hanno inviato al Gestore della rete la comunicazione di cui all'articolo 4, comma 4.6.1, possono presentare, in esecuzione di un contratto di compravendita concluso al di fuori del sistema delle offerte e registrato ai sensi del precedente articolo 4, programmi di prelievo inferiori, in valore assoluto, ai programmi di immissione comunicati in esecuzione del medesimo contratto.

17.3.2 Con riferimento ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte che includono punti di dispacciamento per unità di esportazione non è consentito avvalersi della facoltà di effettuare lo sbilanciamento a programma di cui al comma 17.3.1.";

tt) all'articolo 17, al comma 17.4, prima delle parole "il Gestore della rete verifica" sono inserite le parole "Nel caso in cui non sia stata esercitata la facoltà di effettuare lo sbilanciamento a programma,";

uu) all'articolo 17, dopo il comma 17.5 è inserito il comma:

"17.5.1 Nel caso in cui sia stata esercitata la facoltà di effettuare lo sbilanciamento a programma ed i programmi di prelievo comunicati ai sensi del comma 17.1 in esecuzione di un contratto di compravendita concluso al di fuori del sistema delle offerte e registrato ai sensi del precedente articolo 4, risultino, in valore assoluto, minori dei programmi di immissione comunicati dall'operatore di mercato cedente del medesimo contratto:

a) non si applicano le disposizioni di cui ai commi 17.3, 17.4 e 17.5;

b) in ciascun periodo rilevante, la differenza tra i programmi di immissione e i programmi di prelievo è considerata come una vendita al Gestore del mercato effettuata nel mercato del giorno prima dall'operatore di mercato acquirente, valorizzata al prezzo di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera c).";

vv) all'articolo 17, comma 17.6, le parole "I programmi di immissione di unità di importazione sono pari alla somma dei programmi orari di scambio di cui all'articolo 19, comma 19.3, della deliberazione n. 157/03, comunicati dagli assegnatari di capacità di trasporto in importazione" sono sostituite dalle parole "I programmi di immissione in esecuzione dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte dagli assegnatari di capacità di trasporto relativamente ad unità di importazione sono pari alla somma dei programmi orari di scambio comunicati ai sensi dell'articolo 10, comma 10.3, della deliberazione n. 224/04";

ww) all'articolo 17, il comma 17.7 è soppresso;

xx) all'articolo 19, comma 19.3, lettera a), le parole "lettera a), e" sono sostituite dalle parole "lettera a),";

yy) all'articolo 19, comma 19.3, lettera c), le parole "appartenenti alle zone" sono sostituite dalle parole "appartenenti alle zone geografiche";

zz) all'articolo 19, comma 19.6, la lettera g), è soppressa";

aaa) all'articolo 19, dopo il comma 19.7 è inserito il seguente comma:

"19.7.1 Ai fini dell'assegnazione delle priorità di cui al comma 19.6, nell'ambito di ciascuna delle categorie di cui al medesimo comma 19.6, e le offerte di vendita relative ai programmi di immissione dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte hanno priorità rispetto alle altre offerte."

bbb) all'articolo 19, comma 19.8, le parole "di cui all'articolo 4, comma 4.6, lettera d)" sono sostituite dalle parole "cedente";

ccc) all'articolo 19, comma 19.12, le parole "lettera a)," sono soppresse;

ddd) all'articolo 19, dopo il comma 19.12, sono inseriti i seguenti commi:

"19.13 Qualora, in applicazione del comma 19.6, con riferimento ad un periodo rilevante un programma di immissione di cui al comma 19.2, lettera b), sia accettato parzialmente nel mercato del giorno prima, l'operatore di mercato cedente deve riconoscere al Gestore della rete un importo pari al prodotto tra il prezzo di cui al precedente comma 19.3, lettera c), e la differenza tra il programma di immissione presentato ed il programma di immissione accettato nel medesimo periodo rilevante.

19.14 Qualora, in applicazione del comma 19.6, con riferimento ad un periodo rilevante un programma di prelievo di cui al comma 19.2, lettera b), sia accettato parzialmente nel mercato del giorno prima, l'operatore di mercato acquirente deve ricevere dal Gestore della rete un importo pari al prodotto tra il prezzo di cui al precedente comma 19.3, lettera c), e la differenza tra il programma di prelievo presentato ed il programma di prelievo accettato nel medesimo periodo rilevante.

19.15 Entro i termini stabiliti dal testo integrato della disciplina del mercato elettrico per la regolazione dei pagamenti, il Gestore della rete versa al Gestore del mercato gli importi di cui al precedente comma 19.13."

eee) all'articolo 24, il comma 24.1 è sostituito dal comma:

"24.1Il Gestore della rete predispone e pubblica sul proprio sito internet, con cadenza annuale, l'elenco delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico valido per l'anno solare successivo, formato secondo i criteri definiti nelle regole per il dispacciamento.";

fff) all'articolo 29, comma 29.1, le lettere c) e d) sono sostituite dalle seguenti lettere:

"c) qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità di consumo, paga al Gestore della rete se negativi, ovvero riceve dal Gestore della rete se positivi, il corrispettivo di non arbitraggio di cui all'Articolo 33, commi 33.4 e 33.5, ed il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'Articolo 36;

d) qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità di consumo, paga al Gestore della rete i corrispettivi di cui agli articoli da 37 a 37.3.";

ggg) all'articolo 29, comma 29.3, le parole "di cui all'articolo 4, comma 4.6, lettera d)," sono sostituite dalla parola "cedenti";

hhh) all'articolo 30, comma 30.1, la parola "37" è sostituita dalla parola "37.3";

iii) all'articolo 31, comma 31.3, le parole "programma cumulato finale" sono sostituite dalle parole "programma finale cumulato";

jjj) all'articolo 31, commi 31.4 e 31.5, le parole "a titolo di bilanciamento" sono soppresse;

kkk) all'articolo 31, commi 31.7, la parola "31" è sostituita dalla parola "32";

lll) all'articolo 34, commi 34.7 e 34.8, le parole "di cui alla precedente lettera b)" sono sostituite dalle parole "di cui al precedente comma 34.6, lettera b)";

mmm) all'articolo 35, il comma 35.1 è sostituito dal seguente comma:

"35.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza il Gestore della rete calcola, con riferimento a ciascun periodo rilevante, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato del giorno prima a carico degli operatori di mercato cedenti che hanno registrato, ai sensi dell'articolo 4, contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte e del Gestore del mercato, determinato ai sensi, rispettivamente, del comma 35.2 e del comma 35.3.";

nnn) all'articolo 35, il comma 35.2 è sostituito dal seguente comma:

"35.2 Per i contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte che includono punti di dispacciamento per unità di consumo, il corrispettivo di cui al comma 35.1 a carico dell'operatore di mercato cedente è pari alla differenza tra i seguenti elementi:

a) il prodotto tra il programma di immissione di ciascun punto di dispacciamento del contratto di compravendita comunicato ai sensi dell'articolo 17, come eventualmente modificato al termine del mercato del giorno prima, e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera b), nella zona in cui è ubicato tale punto;

b) il prodotto tra il programma di immissione di ciascun punto di dispacciamento del contratto di compravendita comunicato ai sensi dell'articolo 17, come eventualmente modificato al termine del mercato del giorno prima, e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera c).";

ooo) all'articolo 35, dopo il comma 35.2 è inserito il seguente comma :

"35.2.1 Per i contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte che includono punti di dispacciamento per unità di esportazione, il corrispettivo di cui al comma 35.1 a carico dell'operatore di mercato cedente è pari alla differenza tra i seguenti elementi:

a) il prodotto tra il programma di immissione di ciascun punto di dispacciamento del contratto di compravendita comunicato ai sensi dell'articolo 17, come eventualmente modificato al termine del mercato del giorno prima, e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera b), nella zona in cui è ubicato tale punto;

b) il prodotto tra il programma di immissione di ciascun punto di dispacciamento del contratto di compravendita comunicato ai sensi

dell'articolo 17, come eventualmente modificato al termine del mercato del giorno prima, e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera b), nella zona estera in cui è ubicato il punto di dispacciamento per unità di esportazione."

ppp) all'articolo 35, il comma 35.3 è sostituito dal comma:

"35.3 Il corrispettivo di cui al comma 35.1 a carico del Gestore del mercato elettrico è pari alla somma dei seguenti elementi:

a) il prodotto tra le quantità delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima, al netto delle vendite di cui all'articolo 17, comma 17.5.1, lettera b), e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera b), nella zona in cui è ubicato il punto di dispacciamento a cui l'offerta si riferisce;

b) il prodotto tra le quantità delle offerte di acquisto accettate nel mercato del giorno prima relativamente a punti di dispacciamento per unità di consumo e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera c);

c) il prodotto tra le quantità delle offerte di acquisto accettate nel mercato del giorno prima relativamente a punti di dispacciamento per unità di esportazione e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera b), nella zona in cui è ubicato il punto di dispacciamento a cui l'offerta si riferisce.";

qqq) all'articolo 35, comma 35.4, le lettere a) e b) sono sostituite dalle lettere:

"a) il prodotto tra le quantità delle offerte di vendita accettate nel mercato di aggiustamento e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato di aggiustamento nella zona in cui è ubicato il punto di dispacciamento a cui l'offerta si riferisce;

b) il prodotto tra le quantità delle offerte di acquisto accettate nel mercato di aggiustamento e il prezzo dell'energia elettrica acquista nel mercato di aggiustamento nella zona in cui è ubicato il punto di dispacciamento a cui l'offerta si riferisce.";

rrr) all'articolo 36, comma 36.1, le parole "calcola la differenza" sono sostituite dalle parole "calcola la somma";

sss) all'articolo 36, comma 36.1, lettera b), dopo le parole "articolo 22", sono inserite le parole ", e nell'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento al di fuori del mercato regolamentato, di cui all'articolo 23";

ttt) all'articolo 36, il comma 36.2 è sostituito dal comma:

"36.2 Il corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento è pari al rapporto fra:

c) la somma della differenza di cui al comma 36.1 e il gettito calcolato dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 7, comma 7.4, secondo periodo, della deliberazione n. 205/04;

d) l'energia elettrica prelevata da tutti gli utenti del dispacciamento.";

uuu) all'articolo 36, comma 36.3, la parola "35.2" è sostituita dalla parola "36.2";

vvv) dopo l'articolo 37 sono inseriti i seguenti articoli:

"**Articolo 37.1**

Corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete

37.1.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza il Gestore della rete determina, per ciascun utente del dispacciamento, il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di 0,01 centesimi di euro/kWh e l'energia elettrica prelevata dal medesimo utente del dispacciamento.

Articolo 37.2

Corrispettivo a copertura dei costi derivanti dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti

37.2.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza il Gestore della rete determina, per ciascun utente del dispacciamento ad esclusione dell'Acquirente unico, il corrispettivo a copertura dei costi derivanti dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di cui al comma 37.2.2 e l'energia elettrica prelevata dal medesimo utente del dispacciamento.

37.2.2 I valori del corrispettivo unitario a copertura dei costi derivanti dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti sono fissati come indicato nella tabella 1 allegata al presente provvedimento.

Articolo 37.3

Corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

37.3.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza il Gestore della rete determina, per ciascun utente del dispacciamento, il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di cui al comma 37.3.2 e l'energia elettrica prelevata dal medesimo utente del dispacciamento in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4.

37.3.2 I valori del corrispettivo unitario a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva sono fissati come indicato nella tabella 2 allegata al presente provvedimento.";

www) Nella rubricazione del TITOLO 4 le parole "DEL GESTORE DELLA RETE" sono soppresse;

xxx) Dopo l'articolo 38 è inserito l'articolo:

"Articolo 38.1
Comunicazione delle coperture

38.1.1 Gli operatori di mercato di punti di dispacciamento per unità di produzione e gli operatori di mercato di punti di dispacciamento per unità di importazione dichiarano al Gestore del mercato, secondo le modalità e con le forme dallo stesso definite, le quantità oggetto dei contratti dagli stessi conclusi i cui corrispettivi siano rapportati alla valorizzazione dell'energia elettrica nel sistema delle offerte, ovvero dei contratti a questi connessi o conseguenti.

38.1.2 Il Gestore del mercato elabora i dati relativi ai contratti comunicati da ciascun operatore, per periodo rilevante e, ove possibile, per zona. Le elaborazioni di cui al presente comma vengono effettuate anche con riferimento ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

38.1.3 I dati ricevuti ai sensi del comma 38.1.2 sono resi accessibili all'Autorità tramite modalità telematiche.";

yyy) all'articolo 41, dopo il comma 41.1 è inserito il comma:

"41.1.1 Entro il 30 settembre di ciascun anno il Gestore della rete elabora e pubblica sul proprio sito internet una previsione, riferita a ciascuna ora dell'anno solare successivo:

a) della domanda di potenza elettrica sul sistema elettrico nazionale;

b) della distribuzione percentuale tra le zone della domanda di cui alla precedente lettera a).

Il Gestore della rete provvede periodicamente all'aggiornamento di dette previsioni tenendo conto delle informazioni che si rendono disponibili e pubblica una relazione tecnica contenente la descrizione delle ipotesi, della metodologia e dei criteri utilizzati.";

zzz) all'articolo 41, comma 41.2, le parole "con anticipo" sono sostituite dalle parole "con almeno sei ore di anticipo";

aaaa) all'articolo 43, comma 43.2 le parole "articolo 43" sono sostituite dalle parole "articolo 44";

bbbb) all'articolo 43, dopo il comma 43.4 sono inseriti i commi:

"43.5 Qualora un'impresa distributrice non adempia agli obblighi di comunicazione ed aggregazione di cui all'articolo 44:

e) il Gestore della rete ne dà comunicazione all'Autorità ai fini dell'adozione dei provvedimenti di competenza;

f) l'impresa distributrice inadempiente risponde in solido verso il Gestore della rete delle obbligazioni sorte in conseguenza nell'erogazione del servizio di dispacciamento.

43.6 Al termine del secondo mese successivo a quello di competenza il Gestore della rete paga alle imprese distributrici di riferimento e alle imprese distributrici sottese un corrispettivo a remunerazione dell'attività prestata dalle medesime imprese ai sensi degli articoli 44 e 44.1, determinato dall'Autorità ai sensi dell'articolo 52.";

cccc) l'articolo 44 è sostituito dall'articolo:

"Articolo 44

Aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica ai fini della quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento per il periodo regolatorio 2004-2007

44.1 Le imprese distributrici aggregano e comunicano, entro il giorno quindici (15) del mese successivo a quello di competenza, al Gestore della rete le misure delle immissioni di energia elettrica relative a punti di immissione ubicati nel proprio ambito di competenza ed appartenenti ad un medesimo punto di dispacciamento.

44.2 Il Gestore della rete aggrega le misure delle immissioni di energia elettrica ad esso comunicate dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi del precedente comma 44.1, nonché delle immissioni di energia elettrica relative a punti di immissione ubicati sulla rete di trasmissione nazionale ed appartenenti ad un medesimo punto di dispacciamento.

44.3 Ai fini dello svolgimento delle attività di cui al presente articolo le imprese distributrici possono avvalersi dell'opera di imprese distributrici di riferimento terze."

dddd) Dopo l'articolo 44 è inserito l'articolo:

"Articolo 44.1

Aggregazione delle misure dei prelievi di energia elettrica ai fini della quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento per il periodo regolatorio 2004-2007

44.1.1 Le imprese distributrici sottese aggregano e comunicano, entro il giorno quindici (15) del mese successivo a quello di competenza, alle imprese distributrici di riferimento le misure dei prelievi di energia elettrica relativi a punti di prelievo ubicati nel proprio ambito di competenza ed appartenenti ad un medesimo punto di dispacciamento.

44.1.2 Le imprese distributrici di riferimento aggregano e comunicano, entro il giorno venti (20) del mese successivo a quello di competenza, al Gestore della rete le misure dei prelievi di energia elettrica ad esse comunicati dalle imprese distributrici sottese ai sensi del precedente comma 44.1.1, nonché dei prelievi di energia elettrica relative a punti di prelievo ubicati nel proprio ambito di competenza ed appartenenti ad un medesimo punto di dispacciamento.

44.1.3 Il Gestore della rete aggrega le misure dei prelievi di energia elettrica ad esso comunicati dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi del precedente comma 44.1.2, ed appartenenti ad un medesimo punto di dispacciamento.

44.1.4 Ai fini dello svolgimento delle attività di cui ai commi 44.1.1 e 44.1.2 le imprese distributrici possono avvalersi dell'opera di imprese distributrici di riferimento terze.

44.1.5 Le imprese distributrici comunicano, entro il giorno venti (20) del mese successivo a quello di competenza, a ciascun utente del dispacciamento le misure dei prelievi di energia elettrica relativi a punti di prelievo ubicati nel

proprio ambito di competenza ed appartenenti ad un punto di dispacciamento nella titolarità dell'utente medesimo.";

eeee) all'articolo 47, dopo il comma 47.2, è inserito il seguente comma:

"47.3 Entro il giorno 20 del mese successivo a quello di competenza le imprese distributrici comunicano a ciascun utente del dispacciamento l'elenco dei punti di punti di prelievo o di immissione nella titolarità di tale utente iscritti nel registro di cui al comma 47.1 ed appartenenti ad un medesimo punto di dispacciamento."

ffff) all'articolo 48 nella rubricazione la parola "2004" è sostituita dalla parola "2005";

gggg) all'articolo 48, il comma 48.1 è sostituito dal comma:

"48.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2005.";

hhhh) all'articolo 48, il comma 48.2 è soppresso;

iiii) all'articolo 48, il comma 48.3 è sostituito dal comma:

"48.3 Qualora in un periodo rilevante e in una zona si riscontri insufficienza di offerta nel mercato del giorno prima, il Gestore della rete può intervenire nel mercato del giorno prima, con l'obiettivo di ripristinare una condizione di sufficienza di offerta formulando offerte di vendita a prezzo zero.";

jjjj) all'articolo 48, il comma 48.4 è sostituito dal comma:

"48.4 Qualora in un periodo rilevante e in una zona la previsione di carico del Gestore della rete risulti superiore di almeno il 5% alla quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima e si riscontri sufficienza di offerta, il Gestore della rete può formulare un'offerta di acquisto in misura tale da riportare il rapporto tra la previsione di carico del Gestore della rete e la quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima ad un valore pari a 1,05.";

kkkk) all'articolo 48, il comma 48.5 è soppresso;

llll) all'articolo 48, il comma 48.6 è sostituito dal comma:

"48.6 Qualora in un periodo rilevante e in una zona la previsione di carico del Gestore della rete risulti inferiore di almeno il 5% alla quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima e si riscontri una sufficienza di offerta nel mercato del giorno prima per la medesima zona, il Gestore della rete può formulare un'offerta di vendita in misura tale da riportare il rapporto tra la previsione di carico del Gestore della rete e la quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima ad un valore pari a 0,95.";

mmmm) all'articolo 48, i commi 48.7 e 48.8 sono soppressi;

nnnn) all'articolo 48, il comma 48.9 è sostituito dal comma:

"48.9 Il Gestore della rete in situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale, ai fini della tutela della sicurezza del medesimo sistema, può intervenire nel mercato del giorno prima in misura difforme da quanto previsto ai commi 48.3, 48.4 e 48.6, dandone tempestiva comunicazione all'Autorità.";

oooo) all'articolo 48, il comma 48.10 è sostituito dal comma:

"48.10 I proventi e gli oneri connessi alle offerte di acquisto e alle offerte di vendita presentate dal medesimo Gestore della rete ai sensi dei commi 48.3, 48.4 e 48.6 concorrono alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 36.";

pppp) all'articolo 48, comma 48.11, la parola "28" è sostituita dalla parola "29";

qqqq) all'articolo 48, il comma 48.13 è sostituito dal comma:

"48.13 Con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di consumo non rilevanti, per la quota dello sbilanciamento che eccede il 10% del programma finale cumulato relativo al punto di dispacciamento, in luogo dei prezzi di sbilanciamento di cui all'articolo 32, commi 32.2 e 32.3, si applicano i prezzi di cui ai commi 48.13.1 e 48.13.2. Per la restante quota si applica il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera b).";

rrrr) all'articolo 48, dopo il comma 48.13, sono inseriti i commi:

"48.13.1 In ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, il prezzo di sbilanciamento è pari alla somma dei seguenti elementi:

a) il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera b), in quel periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento, e

b) il fattore di correzione FC_{+} di cui al successivo comma 48.13.3.

48.13.2 In ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, il prezzo di sbilanciamento è pari alla somma dei seguenti elementi:

a) Il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera b), in quel periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento, e

b) il fattore di correzione FC_{-} di cui al successivo comma 48.13.4.

48.13.3 Il fattore di correzione FC+ è pari è pari alla differenza tra il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento, ponderato per le relative quantità, in quel periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima in quel periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento, moltiplicata per un parametro pari a:

a) 0,2 per il mese di gennaio;

b) 0,5 per il mese di febbraio;

c) 0,8 per il mese di marzo;

d) 1 per i mesi da aprile a dicembre.

Nel caso in cui la differenza di prezzo di cui al primo periodo del presente comma sia maggiore di zero, il fattore di correzione FC_+ è fissato pari a zero.

48.13.4 Il fattore di correzione FC- è pari alla differenza tra il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento, ponderato per le relative quantità, in quel periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima in quel periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento, moltiplicata per un parametro pari a:

a) 0,2 per il mese di gennaio;

b) 0,5 per il mese di febbraio;

c) 0,8 per il mese di marzo;

d) 1 per i mesi da aprile a dicembre.

Nel caso in cui la differenza di prezzo di cui al primo periodo del presente comma sia minore di zero, il fattore di correzione FC_- è fissato pari a zero.";

ssss) all'articolo 48, i commi 48.14, 48.15, 48.16 e 48.17 sono soppressi.

tttt) dopo l'articolo 52 sono inseriti i seguenti articoli:

"Articolo 52.1
Partecipazione al mercato dell'energia delle unità di produzione non rilevanti

52.1.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per il primo trimestre dell'anno 2005.

52.1.2 Gli operatori di mercato di punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti non possono presentare offerte nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento.

52.1.3 Gli operatori di mercato di punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti:

a) sono legittimati a richiedere al Gestore della rete la registrazione di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte a condizione che ciascun contratto includa tutte le unità di produzione non rilevanti per cui l'operatore di mercato è utente del dispacciamento;

b) non sono tenuti, relativamente a tali contratti, alla comunicazione dei programmi di immissione di cui all'articolo 17, comma 17.1.

52.1.4 Con riferimento ai contratti di compravendita di cui al comma 52.1.3, lettera a), non è consentito avvalersi della facoltà di effettuare lo sbilanciamento a programma di cui all'articolo 17, comma 17.3.1.

52.1.5 Gli operatori di mercato di punti di dispacciamento per unità di consumo incluse in un contratto di compravendita registrato ai sensi del comma 52.1.3 non sono tenuti, relativamente a tali contratti, alla comunicazione dei programmi di prelievo di cui all'articolo 17, comma 17.1.

52.1.6 Dal modulo per la registrazione dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema di cui all'articolo 4, comma 4.6, nel caso di contratti di compravendita che includono punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti devono risultare, in aggiunta a quanto previsto al medesimo articolo 4, comma 4.6, i seguenti elementi del contratto:

a) l'elenco delle unità di produzione non rilevanti incluse nel contratto;

b) l'elenco dei punti di dispacciamento per unità di consumo incluse nel contratto;

c) i coefficienti di ripartizione tra i punti di dispacciamento per unità di consumo di cui al punto b), dell'energia prodotta dalle unità di produzione di cui al punto a).

52.1.7 L'utente del dispacciamento per unità di produzione non rilevanti ha il diritto di immettere nelle reti con obbligo di connessione di terzi energia elettrica in esecuzione di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte e registrati presso il Gestore della rete.

52.1.8 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza, l'utente del dispacciamento comunica al Gestore della rete, con le modalità definite dal medesimo Gestore, l'energia elettrica immessa in ciascuna ora del mese di competenza nei punti di immissione relativi ad unità di produzione non rilevanti inclusi nel contratto di dispacciamento dal medesimo concluso.

52.1.9 Agli utenti del dispacciamento responsabili di punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti, con riferimento ai predetti punti, non si applica la disciplina dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 32.

52.1.10 Ai soli fini del calcolo degli sbilanciamenti di cui all'articolo 31, comma 31.3, con riferimento a ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo incluso in uno più contratti registrati ai sensi del comma 52.1.3, l'energia elettrica prelevata in ciascun periodo rilevante è assunta pari alla differenza tra:

a) l'energia elettrica prelevata nel punto di dispacciamento ai sensi dell'articolo 14;

b) l'energia elettrica complessivamente destinata a tale punto di dispacciamento nel medesimo periodo rilevante in base al successivo comma 52.1.11.

52.1.11 Ai fini delle determinazioni di cui al comma 52.1.10, l'energia elettrica complessivamente destinata ad un punto di dispacciamento per un'unità di consumo è pari, in ciascun periodo rilevante, alla somma dell'energia elettrica destinata a tale punto da ciascuna unità di produzione non rilevante inclusa nei contratti di compravendita registrati ai sensi del comma 52.1.3.

52.1.12 Ai fini delle determinazioni di cui al comma 52.1.10, l'energia elettrica destinata ad un punto di dispacciamento per un'unità di consumo da un'unità di

produzione non rilevante inclusa nei contratti di compravendita registrati ai sensi del comma 52.1.3 è determinata come prodotto tra:

a) l'energia elettrica immessa, nel medesimo periodo rilevante, dall'unità di produzione non rilevante;

b) il coefficiente di ripartizione di cui al comma 52.1.7.

52.1.13 Per i punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti, ai fini della quantificazione del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, il programma di immissione di cui all'articolo 35, comma 35.2, è assunto pari all'energia elettrica effettivamente immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi.

52.1.14 Qualora un utente del dispacciamento responsabile di punti di dispacciamento per unità di consumo inclusi nei contratti di compravendita registrati ai sensi del comma 52.1.3 abbia a sostenere oneri aggiuntivi determinati dall'applicazione delle disposizioni del presente articolo in merito ai corrispettivi di sbilanciamento, il medesimo utente ha facoltà di chiedere la reintegrazione presentando all'Autorità un'istanza corredata dalla documentazione comprovante l'aggravio sopportato. Tale richiesta deve essere presentata all'Autorità, pena la decadenza dal diritto alla reintegrazione, entro l'anno 2005.

Articolo 52.2
Piattafoma per la variazione dei programmi preliminari di prelievo

52.2.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2005.

52.2.2 Gli operatori di mercato non possono presentare offerte nel mercato di aggiustamento riferite a punti di dispacciamento per unità di consumo.

52.2.3 Il Gestore del mercato mette a disposizione degli operatori di mercato di punti di dispacciamento per unità di consumo una piattaforma per la comunicazione di scambi bilaterali di energia elettrica tra unità di consumo, ai fini della variazione dei programmi preliminari cumulati di prelievo. La comunicazione di tali scambi può avvenire entro i termini stabiliti dal Gestore del mercato. La variazione dei programmi può avvenire esclusivamente in seguito ad uno scambio bilaterale della stessa quantità di energia elettrica tra unità di consumo appartenenti alla stessa zona geografica.

52.2.4 Gli operatori di mercato comunicano uno scambio bilaterale di energia elettrica tra unità di consumo appartenenti alla stessa zona, presentando sulla piattaforma, rispettivamente, un'offerta di vendita virtuale a prezzo zero ed un'offerta di acquisto virtuale senza indicazione di prezzo, le quali abbiano ad oggetto la stessa quantità di energia elettrica, pena la non validità dello scambio.

52.2.5 Gli operatori che comunicano uno scambio bilaterale di energia elettrica devono indicare nelle rispettive offerte lo stesso codice alfanumerico, pena la non validità dello scambio.

52.2.6 La comunicazione di uno scambio bilaterale di energia non determina alcuna partita economica tra l'operatore ed il Gestore del mercato.

52.2.7 Alla chiusura del termine per la comunicazione degli scambi bilaterali di energia, il Gestore del mercato determina per ciascuna unità di consumo il

rispettivo programma finale di prelievo, dato dalla somma tra il programma preliminare cumulato di prelievo e le variazioni comunicate ai sensi del presente articolo. Il programma finale di ciascuna unità di consumo, valido ai fini del calcolo degli sbilanciamenti, viene comunicato dal Gestore del mercato ai relativi utenti del dispacciamento e al Gestore della rete.

Articolo 52.3
Quantificazione e liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2005

52.3.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2005.

52.3.2 Il Gestore della rete calcola l'energia elettrica immessa per punto di dispacciamento e per periodo rilevante, nonché l'energia elettrica prelevata per punto di dispacciamento e per periodo rilevante entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

52.3.3 L'utente del dispacciamento paga o riceve i corrispettivi di cui all'articolo 29 ed il corrispettivo di cui all'articolo 46 entro il giorno trenta (30) del secondo mese successivo a quello di competenza.

52.3.4 Il Gestore della rete calcola i corrispettivi di cui agli articoli dal 32 al 42 entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

Articolo 52.4
Disposizioni transitorie in materia di garanzie

52.4.1 Il Gestore della rete, sentito il Gestore del mercato, di intesa, presentano all'Autorità una proposta di disciplina delle garanzie del buon esito delle obbligazioni pecuniarie assunte da operatori che contestualmente concludano contratti di dispacciamento e di compravendita nel sistema delle offerte (segmento MGP) con validità per il periodo necessario all'adozione del provvedimento di cui all'articolo 38 e comunque non ultronea al 31 marzo 2005.

52.4.2 La disciplina di cui al comma precedente deve rispondere, nella continuità del regime attualmente in vigore, a criteri di semplificazione e contenimento dei costi, promuovendo un primo livello di integrazione riferito almeno ai profili di controllo e gestione delle garanzie rispetto all'esposizione del singolo operatore.

52.4.3 La proposta di al comma 52.4.1 viene presentata all'Autorità per l'approvazione, per quanto di rilevanza ai fini della disciplina del servizio di dispacciamento, entro e non oltre dieci giorni decorrenti dalla data di adozione del presente provvedimento. Qualora l'Autorità non si pronunci entro cinque giorni dal ricevimento della proposta, la stessa si deve intendere approvata.

Articolo 52.5
Corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico

52.5.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza il Gestore della rete determina, per ciascun utente del dispacciamento, il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di

interrompibilità del carico, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di cui al comma 52.5.2 e l'energia elettrica prelevata dal medesimo utente del dispacciamento in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4.

52.5.2 I valori del corrispettivo unitario a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico sono fissati come indicato nella tabella 3 allegata al presente provvedimento.

Articolo 52.6
Corrispettivo a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001

52.6.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza il Gestore della rete determina, per ciascun utente del dispacciamento, il corrispettivo a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di cui al comma 52.6.2 e l'energia elettrica prelevata dal medesimo utente del dispacciamento.

52.6.2 I valori del corrispettivo unitario a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001 sono fissati come indicato nella tabella 4 allegata al presente provvedimento.";

uuuu) all'articolo 53, comma 53.1 le parole "n. 125/02" sono sostituite dalle parole "n. 47/04";

vvvv) all'articolo 53, i commi 53.5 e 53.6 sono soppressi;

wwww) all'articolo 53, dopo il comma 53.7 è inserito il comma:

"53.8 Entro e non oltre il 28 dicembre 2004 il Gestore della rete sottopone all'Autorità per l'approvazione, secondo le procedure previste all'articolo 7, uno schema di regole per il dispacciamento conformi con le previsioni di cui al presente provvedimento.".

2. Di modificare l'articolo 36 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 novembre 2004, n. 205/04, sostituendo il comma 36.2 con il seguente comma:

"36.2 Il corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento è pari al rapporto fra:

a) la somma della differenza di cui al comma 36.1 e il gettito calcolato dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 7, comma 7.4, secondo periodo, della deliberazione n. 205/04;

b) l'energia elettrica prelevata da tutti gli utenti del dispacciamento.".

3. Di approvare, pubblicandolo nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), il testo dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, nella versione risultante dalle modifiche ed integrazioni di cui al precedente punto 1.

4. Di pubblicare il presente provvedimento nella Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e nel sito *internet* dell'Autorità affinché entri in vigore dalla data di pubblicazione.

Milano, 24 dicembre 2004 Il Presidente: A. Ortis

05A00458

DELIBERAZIONE 27 dicembre 2004.

Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2005 delle tariffe dei gas diversi da gas naturale, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99. (Deliberazione n. 238/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 dicembre 2004

- Visti:

- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 52/99);
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04 (di seguito: deliberazione n. 173/04)
- la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2004, n. 169/04 (di seguito: deliberazione n. 169/04).

- Considerato che rispetto al valore definito nella deliberazione n. 169/04, l'indice J_t, relativo ai gas di petrolio liquefatti ed agli altri gas, ha registrato una variazione maggiore del 5%.

- Ritenuto che sia necessario, per il trimestre gennaio-marzo 2005 modificare le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti e degli altri gas di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione n. 52/99

DELIBERA

- di aumentare, per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005, di 1,108 Euro/GJ le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99; tale aumento è pari a 0,110878 Euro/mc per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/mc (50,24MJ/kg);
- di pubblicare la presente deliberazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dall'1 gennaio 2005.

Milano, 27 dicembre 2004

Il Presidente A. Ortis

05A00459

DELIBERAZIONE 27 dicembre 2004.

Approvazione del bilancio di previsione per l'esercizio 1º gennaio 2005-31 dicembre 2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. (Deliberazione n. 240/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 dicembre 2004

- Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e in particolare l'art. 2, comma 27;
- Il vigente Regolamento di contabilità con allegato schema dei conti come modificato ed integrato con delibera dell'Autorità 5 giugno 2002, n. 104/02;
- la delibera 30 dicembre 2003, n. 166/03, con cui l'Autorità ha approvato il bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2004;
- la delibera 9 settembre 2004 n.153/04 con cui l'Autorità ha approvato l'introduzione di un sistema di contabilità economico-patrimoniale integrato alla contabilità finanziaria;
- la delibera 22 dicembre 2004, n.230, con cui l'Autorità ha approvato variazioni al proprio bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2004.

- Visti inoltre:

- il Bilancio di previsione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'esercizio 1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2005 allegato alla presente deliberazione (Allegato A) e la relativa relazione tecnica ;
- il parere del Collegio dei revisori dei conti di cui all'articolo 67 bis, comma 2, del Regolamento di contabilità

DELIBERA

1. di approvare il Bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas quale risulta dal documento allegato alla presente delibera (Allegato A) di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di pubblicare il presente provvedimento nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, ai sensi dell'articolo 2, comma 27, della legge 14 novembre 1995, n. 481;
3. di dare mandato al Direttore Generale per le azioni a seguire.

Milano, 27 dicembre 2004 Il Presidente: A. Ortis

ALLEGATO A

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
PER L'ESERCIZIO 1° GENNAIO 2005 - 31 DICEMBRE 2005

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2004	Variazione per l'esercizio 2005	Previsione esercizio 2005
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE PRESUNTO	**5.476.497,47**	**9.330.241,74**	**14.806.739,21**
TITOLO I - ENTRATE CORRENTI			
Cat. I - Vendita di beni e servizi		-	-
Cat. II - Trasferimenti	**35.470.368,00**	**(17.470.368,00)**	**18.000.000,00**
Cap. 100 - Contributo dello Stato per il funzionamento dell'Autorità	0,00	-	0,00
Cap. 101- Contributo dei soggetti esercenti il servizio di e.e. e gas	35.470.368,00	(17.470.368,00)	18.000.000,00
Cat. III - Redditi patrimoniali	**390.000,00**	**110.000,00**	**500.000,00**
Cap. 102 - Interessi attivi	390.000,00	110.000,00	500.000,00
Cat. IV - Entrate diverse	**455.000,00**	**(10.000,00)**	**445.000,00**
Cap. 104 - Recuperi, rimborsi e proventi diversi	455.000,00	(10.000,00)	445.000,00
TOTALE TITOLO I - ENTRATE CORRENTI	**36.315.368,00**	**(17.370.368,00)**	**18.945.000,00**
TITOLO II - ENTRATE IN CONTO CAPITALE		-	-
Cat. V - Alienazione beni patrimoniali		-	-
Cat. VI - Prelievo dai fondi speciali		-	-
TOTALE TITOLO II - ENTRATE IN CONTO CAPITALE		-	-
TITOLO III - PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	**4.425.000,00**	**400.000,00**	**4.825.000,00**
Cat. VII - Partite di giro e contabilità speciali			
Cap. 105 - Recupero anticipazioni al cassiere	25.000,00	-	25.000,00
Cap. 106 - Ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali operate sui compensi all'Autorità e sugli emolumenti al personale. Versamento ritenuta di acconto su assegni, indennità e compensi al personale di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Versamento ritenute per conto terzi. Versamento ritenuta d'acconto operata su emolumenti diversi.	4.400.000,00	400.000,00	4.800.000,00
Cap. 107 - Recupero anticipazioni all'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni	0,00	-	0,00
TOTALE ENTRATE	46.216.865,47	(7.640.126,26)	38.576.739,21

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2004	Variazione per l'esercizio 2005	Previsione esercizio 2005
TITOLO I - SPESE CORRENTI			
Cat. I - Spese per il funzionamento degli organi istituzionali	**1.860.000,00**	**885.000,00**	**2.745.000,00**
Cap. 110 - Compensi al Presidente ed ai Membri dell'Autorit৳	1.070.000,00	800.000,00	1.870.000,00
Cap. 111 - Oneri previdenziali ed assistenziali a carico dell'Autorità	690.000,00	45.000,00	735.000,00
Cap. 112 - Rimborso spese di missione al Presidente e ai Membri dell'Autorità	100.000,00	40.000,00	140.000,00
Cat. II - Spese per il personale in attività di servizio	**11.940.000,00**	**1.374.410,00**	**13.314.410,00**
Cap. 115 - Stipendi, retribuzioni ed altre indennità al personale	8.360.000,00	730.000,00	9.090.000,00
Cap. 116 - Oneri previdenziali ed assistenziali a carico Autorità	2.850.000,00	300.000,00	3.150.000,00
Cap. 117 - Compensi per lavoro straordinario al personale	100.000,00	810,00	100.810,00
Cap. 118 - Indennità e rimborso spese di missione al personale	630.000,00	343.600,00	973.600,00
Cat. III - Spese per personale in quiescenza	**1.500.000,00**	**(265.000,00)**	**1.235.000,00**
Cap. 125 - Accantonamento indennità di fine rapporto	800.000,00	85.000,00	885.000,00

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2004	Variazione per l'esercizio 2005	**Previsione esercizio 2005**
Cap. 126 - Accantonamento assegni integrativi pensioni	700.000,00	(350.000,00)	350.000,00
Cat. IV - Acquisto di beni e servizi	**12.985.000,00**	**(2.863.957,00)**	**10.121.043,00**
cap. 130 - Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	180.000,00	(39.000,00)	141.000,00
Cap. 131 - Compensi e rimborsi agli esperti per consulenze su specifici temi e problemi.	315.000,00	(35.000,00)	280.000,00
Cap. 132 - Canoni di locazione.	1.700.000,00	-	1.700.000,00
Cap. 133 - Spese per la manutenzione ordinaria, riparazione ed adattamento dei locali, installazione e manutenzione impianti tecnici, elettronici, di sicurezza e prevenzione. Manutenzione ed esercizio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, dei beni mobili e degli arredi. Assistenza tecnica per i sistemi informatici.	450.000,00	(19.000,00)	431.000,00
Cap. 134 - Canoni di noleggio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, di materiale tecnico ed informatico.	240.000,00	189.000,00	429.000,00
Cap. 135 - Spese per l'acquisto di giornali, riviste, periodici, raccolte di legislazione e giurisprudenza; pubblicazioni per gli uffici e rilegature. Spese per inserzioni, pubblicazioni e pubblicità.	240.000,00	(119.300,00)	120.700,00
Cap. 136 - Spese per acquisto di materiale di informazione e	180.000,00	(95.000,00)	85.000,00
documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.			
Cap. 137 - Spese d'ufficio, di stampa, di cancelleria e di materiale informatico.	220.000,00	98.000,00	318.000,00
Cap. 138 - Spese per canone fornitura energia elettrica e manutenzione relativo impianto; spese per fornitura acqua e manutenzione impianto idrico; spese per riscaldamento, condizionamento d'aria dei locali e per la manutenzione del relativo impianto; spese per la manutenzione degli ascensori; spese per la pulizia dei locali, traslochi e facchinaggio; spese per tassa smaltimento rifiuti solidi urbani.	260.000,00	-	260.000,00
Cap. 139 - Spese telefoniche, telegrafiche e postali.	300.000,00	-	300.000,00
Cap. 140 - Spese casuali.	0,00	-	0,00
Cap. 141 - Spese di rappresentanza.	40.000,00	(10.000,00)	30.000,00
Cap. 142 - Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da Enti ed organismi vari.	180.000,00	(52.500,00)	127.500,00
Cap. 143 - Spese per l'organizzazione e la partecipazione a convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	200.000,00	70.500,00	270.500,00
Cap. 144 - Vigilanza locali.	250.000,00	0,00	250.000,00
Cap. 145 - Premi di assicurazione assistenza sanitaria integrativa.	70.000,00	10.000,00	80.000,00
Cap. 146 - Premi di assicurazione diversi.	140.000,00	20.000,00	160.000,00
Cap. 147 - Prestazioni di servizi resi da terzi.	7.860.000,00	(2.851.657,00)	5.008.343,00
Cap. 148 - Spese per liti, arbitraggi, notificazioni e oneri accessori.	150.000,00	(30.000,00)	120.000,00
Cap. 149 - Spese bancarie.	10.000,00	-	10.000,00
Cat. V - Trasferimenti	**0,00**	**-**	**0,00**
Cat. VI - Somme non attribuibili	**12.616.865,47**	**(7.355.579,26)**	**5.261.286,21**
Cap. 160 - Fondo di riserva	12.616.865,47	(7.355.579,26)	5.261.286,21
Cap. 161 - Fondo compensazione entrate	0,00	-	0,00
TOTALE TITOLO I - SPESE CORRENTI	**40.901.865,47**	**(8.225.126,26)**	**32.676.739,21**
TITOLO II - SPESE IN CONTO CAPITALE			
Cat. VII - Costituzione di fondi	**0,00**		**0,00**

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2004	Variazione per l'esercizio 2005	**Previsione esercizio 2005**
Cap. 170 - Accantonamento da destinarsi ai fondi di quiescenza	0,00	-	0,00
Cat. VIII - Beni mobili ed immobili, macchine ed attrezzature tecnico scientifiche	**890.000,00**	185.000,00	**1.075.000,00**
Cap. 180 - Spese per l'acquisto di beni mobili, autovetture, macchine da scrivere, da calcolo, d'ufficio in generale attrezzature tecnico scientifiche, apparecchiature elettroniche per sistemi di rete.	800.000,00	200.000,00	1.000.000,00
Cap. 181 - Spese per l'acquisto e la rilegatura di libri e riviste professionali per la biblioteca.	90.000,00	(15.000,00)	75.000,00
Cap. 182 - Acquisto immobile sede dell'Autorità	0,00	-	0,00
TOTALE TITOLO II - SPESE IN CONTO CAPITALE	**890.000,00**	185.000,00	**1.075.000,00**
TITOLO III - PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI			
Cat. IX - Partite di giro e contabilità speciali	**4.425.000,00**	400.000,00	**4.825.000,00**
Cap. 190 - Anticipazioni al cassiere per le piccole spese e per la corresponsione di anticipi al personale inviato in missione.	25.000,00	-	25.000,00
Cap. 191 - Versamento ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali operate sui compensi all'Autorità e sugli emolumenti al personale. Versamento ritenuta di acconto su assegni, indennità e compensi al personale	4.400.000,00	400.000,00	4.800.000,00
di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Versamento ritenute per conto terzi. Versamento ritenuta d'acconto operata su emolumenti diversi.			
Cap. 192 - Anticipazioni all'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni	0,00	-	0,00
TOTALE TITOLO III - PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	**4.425.000,00**	400.000,00	**4.825.000,00**
TOTALE SPESE	46.216.865,47	(7.640.126,26)	38.576.739,21

05A00460

DELIBERAZIONE 27 dicembre 2004.

Rettifiche e chiarimenti del regime di perequazione generale di cui alla parte III, Titolo 1, Sezione 1, dell'Allegato *A* alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04. (Deliberazione n. 242/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 dicembre 2004

- Viste:
  - la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: deliberazione n. 5/04);
  - l'Allegato A alla deliberazione n. 5/04 (di seguito: il Testo integrato);
  - la deliberazione 30 marzo 2004, n. 50/4 (di seguito: deliberazione n. 50/04).

- Considerato che:
  - con comunicazione dell'Autorità 24 settembre 2004, prot. PB/M04/3452/ao-cp, è stato attivato un gruppo di lavoro con i rappresentanti delle imprese distributrici in materia di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
  - nell'ambito del richiamato gruppo di lavoro sono stati evidenziati:
    a) errori materiali nelle disposizioni transitorie di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 5/04 e all'articolo 3 della deliberazione n. 50/04;
    b) incertezze di tipo interpretativo e applicativo dei meccanismi previsti dal regime di perequazione generale di cui alla parte III, Titolo 1, Sezione 1, del Testo integrato.

- Ritenuto necessario provvedere alla rettifica degli errori materiali riscontarti e alla precisazione e integrazione delle disposizioni di cui alla parte III, Titolo 1, Sezione 1, del Testo integrato, in materia di regime generale di perequazione

DELIBERA

1. di approvare le seguenti rettifiche della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), 30 gennaio 2004, n. 5/04:

- all'articolo 6, comma 6.1, alla fine della definizione di pgf_i sono aggiunte le seguenti parole: ", maggiorata del corrispettivo di cui al comma 5.3";
- all'articolo 6, comma 6.1, nella definizione di q_i^{imm}, le parole "ai sensi del comma 5.8" sono sostituite con le parole "ai sensi del comma 5.7";
- alla fine dell'articolo 6, comma 6.2, sono aggiunte le parole "e della distribuzione".

2. Di approvare le seguenti rettifiche della deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2004, n. 50/04:

- L'articolo 3, comma 3.2, della deliberazione 30 marzo 2004, n. 50/04 è sostituito dal seguente:

  3.2 In ciascun mese del periodo di cui al comma 3.1, il costo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, *CA*, è assunto pari al costo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato è calcolato secondo la seguente formula:

$$CA = \sum_m \sum_c \sum_i pau_{i,m} * q_m^c * \varphi_{i,m} * \lambda$$

con:

– i indica ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 ed F4;

– m indica ciascun mese del periodo di cui al comma 3.1;

– pau_i, è il prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato di cui all'articolo 30 del Testo integrato, per ciascuna per ciascuna fascia oraria i del mese m;

– q_m^c, energia elettrica fornita ai clienti del mercato vincolato della tipologia contrattuale c, nel mese m. Le quantità di energia elettrica fornita alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f) del Testo integrato, sono aumentate della quota parte degli usi propri della distribuzione e della trasmissione;

– $q_{i,m}^{acq}$ è l'energia elettrica destinata al mercato vincolato, di cui al precedente comma 2.1, approvvigionata dall'impresa distributrice per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 del mese m;

– $\varphi_{i,m}$, quota parte dell'energia elettrica acquistata dall'impresa distributrice in ciascuna fascia oraria i del mese m destinata ai clienti del mercato vincolato, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi_{i,m} = \frac{q_{i,m}^{acq}}{\sum_i q_{i,m}^{acq}}$$

- L'articolo 3, comma 3.3, della deliberazione 30 marzo 2004, n. 50/04 è sostituito dal seguente:

  3.3 I ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato (*RA*), per ciascuna tipologia contrattuale *c*, sono assunti pari ai ricavi ottenibili dalla medesima tipologia contrattuale applicando la componente *CCA* per i clienti del mercato vincolato, al netto dell'elemento *VE*, esclusi gli usi propri della trasmissione e della distribuzione.

3. Di approvare le seguenti rettifiche dell'Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04:

- all'articolo 43, comma 43.1, alla fine della definizione di *RCCA*, sono aggiunte le seguenti parole: "e della distribuzione";
- all'articolo 44, comma 44.1, alla fine della definizione di $qe_i^{c,M}$, sono aggiunte le parole: "ove misurati per fasce orarie";
- all'articolo 44, comma 44.1, la definizione di q_i^{prel} è sostituita con la presente:
  - q_i^{prel}, quantità, in ciascuna fascia oraria i, di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale, corretta per le perdite.
- all'articolo 45, comma 45.1, nella definizione di RA_{DIR}, dopo le parole "usi propri della distribuzione", sono aggiunte le parole "e della trasmissione";
- all'articolo 45, comma 45.1, alla fine della definizione di RA_{TOT} sono aggiunte le parole: "e della trasmissione";
- all'articolo 45, comma 45.1, nella definizione di $qe^{c,m}$ è soppresso l'ultimo periodo;
- all'articolo 46, comma 46.1, nella definizione di RF_{DIR}, dopo le parole "usi propri della distribuzione", sono aggiunte le parole "e della trasmissione";
- all'articolo 46, comma 46.1, nella definizione di RF_{TOT}, dopo le parole "usi propri della distribuzione", sono aggiunte le parole "e della trasmissione";
- all'articolo 46, comma 46.1, nella definizione di $ne^{c,m}$ è soppresso l'ultimo periodo;
- all'articolo 46, comma 46.1, nella definizione di $qe^{c,m}$ è soppresso l'ultimo periodo;

- all’articolo 47, comma 47.1, la formula è sostituita con la seguente:

$$DB = (RA*IC*w) + up$$

- all’articolo 47, comma 47.1, è aggiunto il seguente punto:

    - *up* sono i minori ricavi, calcolati applicando i parametri del vincolo V1 a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, relativi al servizio di distribuzione erogato dall’impresa distributrice per usi propri di trasmissione e di distribuzione.

4. Di pubblicare la presente deliberazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore alla data della pubblicazione.

Milano, 27 dicembre 2004 Il Presidente A. Ortis

05A00461

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2004.

Indennizzi automatici ai clienti finali e altre utenze in alta e media tensione con elevato numero di interruzioni per gli anni 2006 e 2007 (modifiche e integrazione del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici di cui all'Allegato *A* alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04). (Deliberazione n. 247/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 dicembre 2004

- Visti:
  - la legge 5 marzo 1990, n. 46;
  - la legge 14 novembre 1995, n. 481;
  - la legge 23 agosto 2004, n. 239;
  - il decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994 , n. 392;
  - il decreto del Presidente della Repubblica 22 ottobre 2001, n. 462;
  - la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 gennaio 2004, n. 4/04, (di seguito deliberazione n. 4/04) come successivamente rettificata e, in particolare, l'allegato A alla medesima deliberazione (di seguito: Testo integrato della qualità);
  - la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 e successive modificazioni e, in particolare, l'allegato A alla medesima deliberazione;
  - le proposte delle imprese distributrici pervenute ai sensi del punto 2, lettera a), delle deliberazione n. 4/04;
  - il documento per la consultazione, diffuso in data 22 luglio 2004 (di seguito: documento per la consultazione 22 luglio 2004), contenente le proposte dell'Autorità in materia di indennizzi automatici ai clienti del servizio elettrico alimentati in alta e media tensione con elevato numero annuo di interruzioni;
  - le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati in merito alle proposte di cui al precedente alinea, comprensive degli elementi conoscitivi per la valutazione dei costi e dei benefici conseguenti all'adeguamento tecnico degli impianti di utenza ai requisiti tecnici proposti dall'Autorità nel medesimo documento per la consultazione.

- Considerato che:
  - sulle reti di distribuzione una quota significativa delle interruzioni senza preavviso lunghe è costituita dalle interruzioni non localizzate, una parte delle quali può essere causata da guasti con origine negli impianti di utenza;
  - la regolazione del numero delle interruzioni di cui al Titolo 5 della Parte I del Testo integrato della qualità prevede standard specifici di continuità e penalità

per le imprese distributrici, in caso di mancato rispetto degli standard medesimi, finalizzati alla riduzione del numero di clienti con elevato numero di interruzioni, incluse le interruzioni non localizzate;
- un'ulteriore riduzione delle interruzioni non localizzate è possibile attraverso l'installazione a cura dei clienti di adeguati apparecchi interruttori e protezioni in grado di evitare che le interruzioni che si originano negli impianti di utenza si riverberino nella rete di distribuzione, danneggiando gli altri clienti connessi alla stessa linea.

- Considerate:
  - le proposte formulate dall'Autorità nel documento per la consultazione 22 luglio 2004, in materia, tra l'altro, di:
    a) erogazione di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto da parte delle imprese distributrici degli standard specifici di continuità, a valere sulle penalità previste dall'articolo 32 del Testo integrato della qualità a carico delle imprese distributrici, a favore di tutti i clienti alimentati in alta e media tensione, indipendentemente dalle loro dimensioni in termini di potenza disponibile, purchè dotati di impianti adeguati ai requisiti tecnici richiesti;
    b) riduzione proporzionale dell'ammontare degli indennizzi automatici qualora il gettito delle penalità a carico delle imprese distributrici risulti inferiore alla totalità degli indennizzi medesimi;
    c) individuazione di requisiti tecnici relativi agli impianti di utenza, in grado di selezionare i guasti che si originano all'interno degli impianti di utenza, necessari affinchè i menzionati clienti abbiano diritto agli indennizzi automatici;
    d) individuazione di specifici obblighi in capo alle imprese distributrici necessari per assicurare il corretto funzionamento delle protezioni degli impianti di utenza, coordinate con le protezioni degli impianti della rete di distribuzione;
    e) previsione di obblighi in capo ai clienti che intendono usufruire dei citati indennizzi, concernenti la produzione all'impresa distributrice di una dichiarazione di adeguatezza dei propri impianti ai requisiti tecnici;
    f) facoltà per le imprese distributrici di controllare la veridicità delle dichiarazioni presentate e il mantenimento nel tempo dei citati requisiti, attraverso l'utilizzazione di personale tecnico esterno adibito a tali attività dotato di specifici requisiti tecnico-professionali;
    g) introduzione di un corrispettivo tariffario specifico a carico dei clienti finali che non adeguano i propri impianti di utenza ai requisiti tecnici previsti con decorrenza dall'1 gennaio 2008, anticipabile per i clienti di maggiore potenza;

  - le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati, concernenti in particolare l'opportunità di:
    a) erogare gli indennizzi non prima del completamento dell'adeguamento di tutti gli impianti di utenza;
    b) assicurare un valore minimo agli indennizzi automatici anche nei casi in cui la penalità a carico di una impresa distributrice risulti insufficiente alla loro

erogazione, al fine di incentivare i clienti all'adeguamento degli impianti di utenza ai requisiti tecnici;

c) rendere gli indennizzi automatici proporzionali alla potenza impegnata piuttosto che alla potenza disponibile;

d) individuare requisiti semplificati per i clienti alimentati in media tensione con potenza disponibile inferiore a 400 kW, tipicamente non dotati di interruttore asservibile a protezione e per i quali l'adeguamento ai requisiti tecnici proposti potrebbe risultare non conveniente;

e) escludere dalla regolazione del numero di interruzioni i clienti alimentati in media tensione con piccola potenza disponibile, in ragione della previsione di costi elevati da sostenere a carico del sistema elettrico nel caso di trasformazione massiva in bassa tensione del punto di consegna e conferire all'impresa distributrice la valutazione, caso per caso, in ordine all'effettiva necessità della menzionata trasformazione, sulla base della reale incidenza del cliente sulla continuità del servizio e sulla base della realtà impiantistica;

f) dimensionare il corrispettivo tariffario dovuto da parte dei clienti alimentati in alta e media tensione in caso di mancato adeguamento dei propri impianti ai requisiti tecnici, in modo da incentivarli all'adeguamento ai requisiti tecnici.

- Considerato che l'attività di preparazione di norme e guide tecniche è svolta dal Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito: CEI) e che lo stesso CEI ha predisposto l'aggiornamento della Guida CEI 11-35 "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale" atta a favorire un rapido ed esteso processo di adeguamento ai requisiti tecnici degli impianti di utenza dei clienti finali MT.

- Ritenuto che sia opportuno:
  - confermare alcuni orientamenti contenuti nelle proposte formulate nel documento per la consultazione in data 22 luglio 2004, concernenti in particolare:
    a) l'erogazione degli indennizzi automatici in caso di mancato rispetto da parte delle imprese distributrici degli standard specifici di continuità, a valere sulle penalità previste dall'articolo 32 del Testo integrato della qualità a carico delle imprese distributrici, a favore dei clienti alimentati in alta e media tensione dotati di impianti adeguati ai requisiti tecnici richiesti;
    b) la fissazione di obblighi in capo alle imprese distributrici necessari per assicurare il corretto funzionamento delle protezioni degli impianti di utenza, coordinate con le protezioni degli impianti della rete di distribuzione;
    c) l'effettuazione di controlli a carico delle imprese distributrici con personale appartenente a organismi tecnici qualificati e con modalità non discriminatorie nei confronti dei clienti del mercato libero;
    d) la fissazione del termine di decorrenza del corrispettivo tariffario specifico per i clienti che non adeguano in un lasso di tempo ragionevole, anche in relazione al costo, i propri impianti ai requisiti tecnici;
  - dare seguito ad alcune osservazioni avanzate dai soggetti interessati, concernenti in particolare:
    a) l'individuazione di un valore minimo degli indennizzi automatici, anche nei casi, temporaneamente possibili negli anni 2006 e 2007, in cui la penalità a

carico di una impresa distributrice risulti insufficiente all'erogazione dei menzionati indennizzi, prevedendo in tali casi un contributo erogabile dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico a valere sul conto "Oneri per recuperi di continuità";

b) la previsione di requisiti semplificati per i clienti alimentati in media tensione con impianti di utenza già protetti contro i guasti per corto circuito (guasti polifase) e aventi caratteristiche da rendere poco probabile l'insorgere di un guasto monofase, individuabili nei clienti aventi impianti con potenza disponibile inferiore a 400kW, un limitato sviluppo della rete di media tensione in cavo e un solo trasformatore MT/BT;

- fissare il termine da cui decorrerà la corresponsione alle imprese distributrici del corrispettivo tariffario specifico da parte dei clienti finali e delle altre utenze alimentati in media tensione non adeguati ai requisiti tecnici secondo un principio di gradualità, a partire da quelli di maggiore potenza dal 2007;
- strutturare tale corrispettivo in modo che risulti composto da una quota fissa annua e da una quota variabile proporzionale al numero di ore di utilizzo, in modo da essere correlato alla probabilità di insorgenza di guasti sugli impianti di utenza non dotati dei requisiti tecnici necessari a evitare che i clienti serviti dalla stessa linea subiscano interruzioni per effetto di tali guasti;
- prevedere che tale corrispettivo sia trattenuto dalle imprese distributrici fino a un tetto prestabilito, a compensazione dei maggiori costi sostenuti per effetto delle interruzioni provocate dai clienti i cui impianti non sono adeguati ai requisiti tecnici, dimensionando il corrispettivo rispetto a tali costi;
- rinviare a successivo provvedimento la determinazione del corrispettivo tariffario specifico per i clienti finali e le altre utenze alimentati in media tensione dotati di impianti con potenza disponibile inferiore o uguale a 500 kW e non adeguati ai requisiti tecnici, anche in ragione dei nuovi elementi di regolazione della continuità del servizio che saranno introdotti nel periodo di regolazione successivo a quello 2004-2007.

• Ritenuto che non sia opportuno dare seguito ad alcune osservazioni avanzate dai soggetti interessati concernenti, in particolare:
  - il rinvio dell'erogazione degli indennizzi al termine del completamento dell'adeguamento di tutti gli impianti di utenza, in ragione dell'eventualità che i clienti non provvedano all'adeguamento degli impianti: detto rinvio non sarebbe compatibile con l'esigenza di incentivare l'adeguamento degli impianti da parte dei clienti e richiederebbe la fissazione di un obbligo di adeguamento da parte dell'Autorità, quando invece è preferibile una soluzione basata su incentivi e disincentivi economici;
  - la proporzionalità degli indennizzi automatici alla potenza impegnata piuttosto che alla potenza disponibile, in ragione della necessaria coerenza con le penalità, previste dall'articolo 32 del Testo integrato della qualità a carico delle imprese distributrici per gli anni 2006 e 2007, che sono proporzionali alla potenza disponibile in misura convenzionale del 70%; tale misura convenzionale potrà essere superata nel periodo di regolazione successivo a quello 2004-2007, nella direzione, già indicata dall'Autorità, di rilevare la potenza effettivamente interrotta per ciascuna interruzione e per ciascun cliente, grazie alla disponibilità di misuratori orari e teleletti su tutta l'utenza alimentata in media tensione;

- l'esclusione dalla regolazione del numero di interruzioni, anche solo con riferimento agli anni 2006 e 2007, dei clienti alimentati in media tensione con piccola potenza disponibile; detta esclusione comporterebbe la permanenza di una fascia numerosa di clienti in condizioni tecniche tali da non permettere il dispiegamento di tutte le opportunità di miglioramento della continuità del servizio.

- Ritenuto che :
  - l'adeguamento degli impianti di utenza ai requisiti tecnici possa produrre un miglioramento della continuità del servizio, in termini di riduzione del numero di interruzioni, ulteriore a quello raggiungibile per effetto della sola introduzione di penalità a carico delle imprese distributrici;
  - tale miglioramento comporterà benefici per tutti i clienti, inclusi quelli alimentati in bassa tensione, connessi alle linee dei clienti che hanno adeguato i propri impianti ai requisiti tecnici;
  - sia opportuno raccomandare al CEI di proseguire nell'avviato processo di aggiornamento della normazione tecnica allo scopo di favorire un ampio e rapido adeguamento degli impianti degli utenti, in particolare di quelli alimentati in media tensione, ai requisiti tecnici, riferendo periodicamente sullo stato di avanzamento dei lavori di normazione.

- Ritenuto infine necessario:
  - integrare l'articolo 32, comma 32.1, lettera a), del Testo integrato della qualità allo scopo di differenziare lo standard specifico di continuità per clienti alimentati in alta tensione in relazione al tipo di connessione alla rete di distribuzione, per i clienti che richiederanno la connessione a reti AT successivamente alla presente deliberazione, in modo da permettere al cliente una libera scelta tra soluzioni di connessione con diverso costo e diverso livello di qualità;
  - effettuare la rettifica di due errori materiali di cui al comma 32.2 e alla tabella 3 del Testo integrato della qualità

DELIBERA

1. di integrare l'articolo 32, comma 32.1, lettera a), dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 4/04 (di seguito: Testo integrato della qualità dei servizi elettrici), aggiungendo dopo le parole "1 interruzione senza preavviso lunga all'anno" le parole "salvo che per i clienti AT che, a partire dall'1 gennaio 2005, richiedano la connessione a reti AT in derivazione rigida, per i quali si applica lo standard di 2 interruzioni senza preavviso lunghe all'anno";
2. di rettificare il comma 32.2 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici aggiungendo dopo le parole "il cui contratto di trasporto è rimasto in vigore per l'intero anno" le parole "o che hanno immesso energia elettrica nella rete di distribuzione";

3. di sostituire l'articolo 33 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici con il disposto normativo di cui all'Allegato A che forma parte integrante e sostanziale della presente deliberazione;
4. di sostituire l'articolo 34 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, con il disposto normativo di cui all'Allegato B che forma parte integrante e sostanziale della presente deliberazione;
5. di rettificare la tabella 3 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici sostituendo le parole "potenza disponibile" con le parole "potenza media interrotta";
6. di raccomandare ai clienti finali alimentati in media tensione l'applicazione della Guida CEI 11-35, con particolare riferimento alla taratura coordinata delle protezioni degli impianti di utenza con le protezioni degli impianti di distribuzione, in relazione alle diverse condizioni di esercizio;
7. di raccomandare al Comitato Elettrotecnico Italiano il proseguimento dell'attività di armonizzazione e aggiornamento di norme e guide tecniche in grado di favorire un rapido e esteso processo di adeguamento degli impianti di utenza ai requisiti tecnici indicati nell'Allegato A, con riguardo anche alla corretta esecuzione della manutenzione degli impianti dei clienti finali e altre utenze alimentati in alta e media tensione, riferendo periodicamente all'Autorità in merito all'avanzamento di tali attività di normazione;
8. di pubblicare nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento;
9. di pubblicare il presente provvedimento nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e nel sito internet (www.autorita.energia.it) dell'Autorità affinché entri in vigore dal giorno successivo alla sua pubblicazione.

Milano, 28 dicembre 2004 Il Presidente: A. Ortis

Articolo 33
Indennizzi automatici ai clienti finali e altre utenze alimentati in alta e media tensione con elevato numero annuo di interruzioni

33.1 Le imprese distributrici di cui al comma 30.1, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono le interruzioni, effettuano la verifica annuale del rispetto dei livelli specifici di continuità per le utenze di seguito elencate che abbiano documentato per il medesimo anno il rispetto dei requisiti di cui al comma 33.9 e seguenti, e la cui dichiarazione di adeguatezza non sia stata revocata dall'impresa distributrice ai sensi del comma 33.20:

a) ogni cliente AT che preleva energia elettrica dalla rete di distribuzione e il cui contratto di trasporto è rimasto in vigore per l'intero anno a cui si riferiscono le interruzioni;
b) ogni cliente MT che preleva energia elettrica dalla rete di distribuzione e il cui contratto di trasporto è rimasto in vigore per l'intero anno a cui si riferiscono le interruzioni;
c) ogni produttore e autoproduttore di energia elettrica allacciato alla rete di distribuzione AT o MT;
d) ogni impresa distributrice interconnessa.

33.2 Ai fini della verifica annuale di cui al comma precedente, per gli anni 2006 e 2007:

a) per i clienti MT che non siano ricompresi tra i clienti di maggiore dimensione, si applicano l'indicatore di continuità di cui al comma 31.1, i livelli specifici di continuità di cui al comma 32.1 e la comunicazione di cui al comma 31.2;
b) per le imprese distributrici interconnesse, si applica il livello specifico di continuità di cui al comma 32.1 relativo al grado di concentrazione più elevato tra i Comuni serviti dall'impresa interconnessa.

33.3 A decorrere dall'anno 2007, entro il 30 giugno di ogni anno, l'impresa distributrice utilizza la penalità P di cui al comma 32.3 per erogare gli indennizzi automatici di cui ai commi seguenti. Per le sole imprese distributrici che comunichino rettifiche dei dati di continuità ai sensi dell'articolo 16, comma 16.3, il termine per l'erogazione degli indennizzi è spostato al 30 novembre dello stesso anno; in tal caso, l'impresa distributrice che intende rettificare i dati di continuità deve informare i clienti, attraverso la comunicazione di cui al comma 31.2, del termine entro il quale saranno erogati gli indennizzi automatici.

33.4 L'indennizzo per ciascun cliente finale, o altra utenza di rete, w, di cui al comma 33.1, per il quale non risulti rispettato il livello specifico di continuità del servizio è pari a:

$$I_w = \sum_{i=s+1}^{\min(n,2s)} \left(Vp * PMI_{iw} \right)$$

dove:

a) s è il livello specifico di continuità del servizio applicabile a ciascun cliente AT o MT o alle altre utenze ai sensi dei commi 32.1 e 33.2;
b) V_p è il parametro di cui alla tabella 3;
c) PMI_{iw} è la potenza media interrotta relativa all'interruzione i per il cliente finale o l'utenza di rete w, espressa in kW e determinata in via convenzionale:
   i. per i clienti finali che prelevano energia elettrica dalla rete distribuzione, pari al 70% della potenza disponibile;
   ii. per le utenze che immettono energia elettrica nella rete di distribuzione, pari alla potenza effettivamente immessa in rete al momento dell'interruzione o, in mancanza di questa, pari al 70% della potenza per cui è stata richiesta la connessione o, in mancanza di questa, della potenza nominale di impianto, al netto della potenza nominale dei generatori elettrici di riserva al momento dell'interruzione;
   iii. per le imprese distributrici interconnesse, se non diversamente concordato tra le parti, pari al 70% della somma delle potenze disponibili dei clienti di maggiori dimensioni alimentati in assetto standard dal punto di interconnessione disalimentato.

Le medesime convenzioni si applicano per la determinazione della potenza media interrotta di cui al comma 32.3, lettera d).

33.5 Qualora l'ammontare derivante dalla somma totale degli indennizzi I_w risulti superiore alla penalità P di cui al comma 32.3, ciascun indennizzo I_w è ridotto proporzionalmente a un coefficiente R, compreso tra 0,6 e 1, pari al maggior valore tra 0,6 e il rapporto tra la penalità P e la somma degli indennizzi I_w. L'impresa distributrice calcola la somma degli indennizzi I_w e il coefficiente di riproporzionamento R separatamente per livello di tensione AT e MT.

33.6 Qualora la somma degli indennizzi I_w riproprorzionati come indicato al comma precedente risulti maggiore della penalità P, considerando congiuntamente i clienti e le altre utenze AT e MT, l'impresa distributrice ha diritto ad un contributo pari alla differenza. In tal caso, l'impresa distributrice segnala l'ammontare richiesto all'Autorità e alla Cassa conguaglio del settore elettrico entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono le interruzioni; la Cassa eroga il contributo richiesto a valere sul conto "Oneri per recuperi di continuità" se entro 60 giorni non riceve segnalazione contraria dall'Autorità.

33.7 Gli indennizzi di cui ai commi 33.4 e 33.5 vengono corrisposti al titolare del contratto di trasporto nel caso di utenze che prelevano energia elettrica dalla rete di distribuzione, inclusi gli autoproduttori e le imprese distributrici interconnesse, o al produttore di energia elettrica, indicando la causale della detrazione "Indennizzo automatico per il mancato rispetto dello standard individuale di continuità definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas" e l'anno di riferimento. Nel caso in cui il titolare del contratto di trasporto sia il cliente grossista, questi ha l'obbligo di trasferire l'indennizzo al cliente finale in occasione della prima fatturazione utile. Al cliente finale e alle altre utenze deve essere altresì indicato che "La corresponsione dell'indennizzo automatico non esclude la possibilità per il cliente di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento dell'eventuale danno ulteriore subito".

33.8 Qualora la somma delle penalità *P* per i clienti e le altre utenze AT e MT di cui al comma 32.3 risulti superiore alla somma totale degli indennizzi I_w effettivamente erogati, l'impresa distributrice versa tale differenza al conto "Oneri per recuperi di continuità" entro il 30 novembre dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono le interruzioni.

33.9 Per i clienti MT che prelevano energia elettrica dalla rete di distribuzione, per i produttori e gli autoproduttori allacciati alla rete di distribuzione MT, sono definiti i seguenti requisiti tecnici per avere accesso agli indennizzi I_w di cui ai commi 33.4 e 33.5:

a) Dispositivo Generale (*DG*) realizzato mediante un sistema composto da un sezionatore e un interruttore o mediante un interruttore di tipo estraibile.
b) Protezioni Generali (*PG*), cui asservire il Dispositivo Generale, in grado di discriminare i guasti polifase (massima corrente) e i guasti monofase a terra (massima corrente omopolare o direzionale di terra, in conformità allo stato di esercizio del neutro) a valle del Dispositivo Generale.
c) Taratura delle Protezioni Generali effettuate secondo il criterio di selettività, in base a quanto indicato dall'impresa distributrice ai sensi del successivo comma 33.13, e mantenimento delle stesse tarature fino a successiva indicazione da parte dell'impresa distributrice.

33.10 I clienti MT con potenza disponibile inferiore o uguale a 400 kW che prelevano energia elettrica dalla rete di distribuzione hanno facoltà di derogare ai requisiti di cui al comma precedente se sono rispettate tutte le seguenti condizioni:

a) risultano dotati di Interruttore Manovra Sezionatore (*IMS*), di fusibile e di un unico trasformatore MT/BT;
b) la connessione MT tra il punto di consegna e il trasformatore MT/BT è realizzata in cavo ed ha una lunghezza complessiva non superiore a 20 m;
c) hanno stipulato, con una impresa di manutenzione dotata di sistema di gestione della qualità certificato ai sensi della norma Iso 9001 da organismo accreditato, un contratto di manutenzione per l'anno a cui si riferiscono le interruzioni, che preveda almeno:
   i) manutenzione ordinaria semestrale relativa alla corretta conservazione e pulizia dei locali di consegna e degli impianti elettrici in essi contenuti;
   ii) manutenzione straordinaria elettromeccanica triennale dell'Interruttore Manovra Sezionatore e del fusibile;
d) conservano un registro delle manutenzioni atto a certificare l'effettuazione delle manutenzioni ordinarie e straordinarie di cui ai due punti precedenti.

33.11 Per i clienti AT che prelevano energia elettrica dalla rete di distribuzione, per i produttori e gli autoproduttori allacciati alla rete di distribuzione AT, sono definiti i seguenti requisiti tecnici per avere accesso agli indennizzi I_w di cui ai commi 33.4 e 33.5:

a) Dispositivo Generale (*DG*) realizzato mediante un sistema composto da un sezionatore e un interruttore.
b) Protezioni Generali (*PG*), in grado di discriminare i guasti che avvengono a valle del Dispositivo Generale.

c) Taratura delle Protezioni Generali effettuate secondo il criterio di selettività, in base a quanto indicato dall'impresa distributrice ai sensi del successivo comma 33.13, o dal Gestore della rete di trasmissione nazionale, e mantenimento delle stesse tarature fino a successiva indicazione da parte dell'impresa distributrice o del Gestore della rete di trasmissione nazionale.

33.12 La realizzazione dei requisiti tecnici di cui ai commi precedenti è effettuata dai clienti e dalle altre utenze con oneri a proprio carico secondo le specifiche norme e guide tecniche preparate dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI).

33.13 L' impresa distributrice ha l'obbligo di:

a) indicare e rendere pubblici i criteri di taratura delle protezioni dei propri impianti di distribuzione AT e MT e lo stato di esercizio del neutro della rete MT;
b) fornire esempi, per casi tipici, di coordinamento tra le protezioni dei clienti e delle altre utenze e le proprie protezioni sia per reti AT che per reti MT, queste ultime considerate sia in stato di esercizio con neutro isolato che con neutro compensato;
c) indicare e rendere pubblici i tempi e le modalità di modifica dello stato di esercizio del neutro da isolato a compensato per le reti MT;
d) comunicare a ogni cliente finale o utenza AT o MT, entro il 30 giugno 2005, le condizioni poste dal presente articolo, inclusi i requisiti semplificati di cui al comma 33.10, fornendo altresì le specifiche di taratura delle protezioni dell'impianto del cliente e specificando lo stato di esercizio del neutro nel caso di reti MT.

33.14 In occasione del cambio dello stato di esercizio del neutro della rete MT da isolato a compensato l'impresa distributrice informa ogni cliente o altra utenza MT allacciato alla rete oggetto del cambio di stato di esercizio con un anticipo non inferiore a sei mesi e non superiore a dodici mesi, indicando anche le nuove specifiche di taratura delle protezioni. La facoltà di cui al comma 33.10 è fatta salva anche per i clienti o altre utenze allacciati a reti esercite con neutro compensato.

33.15 Il cliente o altra utenza AT o MT che intende documentare il rispetto dei requisiti di cui ai commi precedenti deve inviare all'impresa distributrice, anche tramite il cliente grossista, una dichiarazione di adeguatezza entro il 31 dicembre dell'anno precedente a quello a cui si riferisce l'applicazione dello standard specifico di continuità, come indicato nella scheda 6. Qualora le Protezione Generali di cui ai commi 33.9 e 33.11 siano equipaggiate con rilevatori di caratteristiche della tensione, conformi per le stesse caratteristiche ai requisiti di cui alle norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30, nonchè con un *log* in grado di registrare automaticamente sia gli interventi delle Protezioni Generali sia la configurazione iniziale e le successive modifiche delle tarature delle Protezioni Generali, il cliente ha diritto a utilizzare la rilevazione delle suddette caratteristiche della tensione ai fini di quanto previsto dall'articolo 39 e l'impresa distributrice ha diritto di accedere alle registrazioni automatiche del *log* ai fini dei controlli di cui al comma 33.18.

33.16 La dichiarazione di adeguatezza deve essere rinnovata in occasione di modifiche o sostituzioni del Dispositivo Generale e delle Protezioni Generali o della sostituzione dell'Interruttore Manovra Sezionatore. In caso di modifica della taratura delle Protezioni Generali a seguito di richiesta dell'impresa distributrice il cliente o altra

utenza fornisce all'impresa distributrice la conferma scritta di quanto richiesto; in tal caso non è richiesto il rinnovo della dichiarazione di adeguatezza.

33.17 La dichiarazione di adeguatezza deve essere effettuata, con oneri a carico del cliente o altra utenza, da uno dei seguenti soggetti:

a) personale tecnico di impresa installatrice abilitata ai sensi degli articoli 2 e 3 della legge 5 marzo 1990, n. 46 (di seguito richiamata come legge n. 46/90);
b) personale tecnico iscritto nell'elenco di una Camera di commercio, industria, artigianato e agricoltura avente i requisiti per operare sugli impianti di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a), e comma 2 della legge n. 46/90, in conformità a quanto previsto dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 6 aprile 2000;
c) responsabile tecnico del coordinamento dell'ufficio tecnico del cliente proprietario dell'impianto di utenza AT o MT, avente i titoli di studio previsti dall'articolo 3, lettere a) o b) della legge n. 46/90, tenuto conto dell'articolo 5 del decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 392.

33.18 L'impresa distributrice ha facoltà di effettuare controlli presso i clienti o altre utenze che hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza, allo scopo di verificare l'effettiva rispondenza dei loro impianti ai requisiti tecnici di cui al comma 33.9 e seguenti.

33.19 Per l'effettuazione dei controlli, effettuati secondo modalità non discriminatorie nei confronti dei clienti del mercato libero e dei clienti del mercato vincolato, le imprese distributrici si avvalgono di organismi tecnici abilitati all'effettuazione delle verifiche degli impianti di terra ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 22 ottobre 2001, n. 462 (di seguito richiamato come D.P.R. n. 462/01), previa adeguata formazione tecnica specifica. I costi per l'effettuazione dei controlli sono a carico delle imprese distributrici. Il personale che esegue il controllo su di un impianto non deve esserne stato il progettista o l'installatore o il tecnico che ha effettuato la dichiarazione di adeguatezza.

33.20 Nel caso in cui il controllo evidenzi la non rispondenza dell'impianto ai requisiti tecnici di cui al comma 33.9 e seguenti, l'impresa distributrice può revocare la dichiarazione di adeguatezza a decorrere dall'1 gennaio dell'anno in cui viene effettuato il controllo.

33.21 In caso di contenzioso le parti si accordano sulla nomina di un soggetto abilitato all'effettuazione delle verifiche degli impianti ai sensi del D.P.R. n. 462/01, accreditato dal Sincert come Organismo di ispezione di tipo A ai sensi della norma UNI CEI EN 45004. I costi delle verifiche condotte da tale soggetto per risolvere il contenzioso sono a carico della parte risultante in difetto.

33.22 I clienti finali e le altre utenze MT che non rispettino i requisiti tecnici di cui al comma 33.9 e seguenti, o non abbiano inviato all'impresa distributrice la dichiarazione di adeguatezza di cui al comma 33.15, sono tenuti a versare un corrispettivo tariffario specifico *CTS* a decorrere:

a) dall'1 gennaio 2007 per i clienti finali e le altre utenze MT con potenza disponibile superiore a 500 kW;
b) dall'1 gennaio 2008 per i clienti finali e le altre utenze MT con potenza disponibile inferiore o uguale a 500 kW.

33.23 Per i clienti e le altre utenze MT con potenza disponibile superiore a 500 kW o, per le utenze che immettono energia elettrica nella rete di distribuzione, con potenza nominale di impianto superiore a 500 kW, il corrispettivo tariffario specifico *CTS* è pari, su base annua, a:

$$CTS = K + H * E_i/P_i$$

dove:

a) *K* è una quota fissa, in ragione di 1 €/giorno per ogni giorno di connessione attiva;

b) *H* è una quota variabile in relazione alle ore di utilizzo, pari a 0,15 €/ora di utilizzo;

c) E_i/P_i è la stima, per ciascun cliente *i*, delle ore di utilizzo, data dal rapporto tra l'energia consumata E_i, nell'anno precedente e la potenza disponibile P_i nello stesso anno o, per le utenze che immettono energia elettrica nella rete di distribuzione, tra l'energia immessa in rete nell'anno precedente e la potenza nominale di impianto nello stesso anno;

Per i clienti e le altre utenze MT con potenza disponibile inferiore o uguale a 500 kW, il corrispettivo tariffario specifico sarà determinato con successivo provvedimento.

33.24 Il gettito derivante dal corrispettivo tariffario specifico *CTS* è destinato alle imprese distributrici, nella misura massima dell'1% dell'ammontare annuo di cui al comma 32.4, lettera b). L'eventuale eccedenza rispetto a tale massimo dovrà essere versata dall'impresa distributrice sul conto "Oneri per i recuperi di continuità".

33.25 I ricavi derivanti alle imprese distributrici dal corrispettivo tariffario specifico sono esclusi dai ricavi ammessi dal vincolo V1, di cui al Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, e devono avere evidenza contabile separata.

SCHEDA n. 6
(Richiamata dall'articolo 33, comma 33.15, costituisce parte integrante del Testo integrato della qualità)

FAC-SIMILE DELLA DICHIARAZIONE DI ADEGUATEZZA

Dati del cliente
Cliente_____________________________________ Livello di tensione della fornitura ☐ AT ☐ MT

Tipo di utenza: ☐ cliente finale ☐ produttore ☐ autoproduttore

Potenza disponibile (kW)_____________________ Numero della presa ___________________________

Indirizzo ____ Provincia ____________________

Recapiti telefonici____

Requisiti
☐ Rispondenti al comma 33.9 del Testo integrato della qualità.
☐ Rispondenti al comma 33.10 del Testo integrato della qualità.
☐ Rispondenti al comma 33.11 del Testo integrato della qualità.

(Facoltativo,_solo per impianti rispondenti ai commi 33.9 o 33.11 del Testo integrato della qualità)
☐ Disponibilità di *log* automatico sulle protezioni generali o sul sistema SCADA che controlla da remoto le protezioni generali.
☐ Disponibilità di scheda o funzione di registrazione delle seguenti caratteristiche della tensione conforme alle norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30: _________________________________

(Da compilare solo se il cliente dichiara la rispondenza al comma 33.9 o al comma 33.11 del Testo integrato della qualità)
La taratura delle protezioni generali è stata effettuata in accordo alle specifiche di taratura fornite dall'impresa distributrice ________________ in data ____________ con lettera ____________________

E' allegata la seguente documentazione:
- Schema elettrico dell'impianto a valle del punto di consegna.
- Per i soli impianti rispondenti ai requisiti di cui al comma 33.10, planimetria della sezione in media tensione dell'impianto a valle del punto di consegna.

Dati del personale tecnico che effettua la dichiarazione di adeguatezza
Nome e cognome_________________________________Ditta___________________________________

☐ Personale tecnico di cui al comma 33.17, lettera a) del Testo integrato della qualità
☐ Personale tecnico di cui al comma 33.17, lettera b) del Testo integrato della qualità
☐ Personale tecnico di cui al comma 33.17, lettera c) del Testo integrato della qualità

Con la presente attesto sotto la mia responsabilità che quanto dichiarato ai punti precedenti risponde al vero.

Data e luogo __________________ Firma e timbro ____

Dichiarazione del cliente
Con la presente dichiaro che non porrò alcun ostacolo all'effettuazione di eventuali controlli da parte dell'impresa distributrice, ai sensi del comma 33.18 e seguenti del Testo integrato della qualità, pena la revoca della presente dichiarazione.

Data e luogo___________________ Firma ____

ALLEGATO B

Articolo 34

Comunicazioni all'Autorità per la continuità del servizio

34.1 Entro il 31 marzo di ogni anno a decorrere dal 2007, ogni impresa distributrice comunica all'Autorità l'ammontare della penalità *P* di cui al comma 32.3, nonché le seguenti informazioni relative ai clienti e altre utenze AT e MT, distintamente per livello di tensione e inoltre, per i clienti e altre utenze allacciati a reti di distribuzione a media tensione, per ambito territoriale e per fasce di potenza disponibile:

a) numero di clienti di maggiore dimensione il cui contratto di trasporto è rimasto in vigore per l'intero anno precedente o che hanno immesso energia elettrica nella rete di distribuzione e numero di tali clienti per i quali il numero di interruzioni risulti superiore allo standard specifico;
b) numero di clienti o altre utenze MT che non sono clienti di maggiore dimensione, il cui contratto di trasporto è rimasto in vigore per l'intero anno precedente o che hanno immesso energia elettrica nella rete di distribuzione, e numero di tali clienti per i quali il numero di interruzioni risulti superiore allo standard specifico;
c) numero e ammontare degli indennizzi erogati;
d) ammontare dell'eventuale differenza positiva o negativa tra le penalità raccolte e gli indennizzi erogati;
e) numero di impianti adeguati ai requisiti tecnici;
f) numero di controlli effettuati;
g) numero di dichiarazioni di adeguatezza revocate.

34.2 A decorrere dal 2008, alle informazioni di cui al comma precedente sono aggiunte le seguenti:

a) ammontare del corrispettivo specifico tariffario versato dai clienti e altre utenze MT con impianti non adeguati ai requisiti tecnici;
b) ammontare dell'eventuale eccedenza della somma dell'ammontare di cui alla lettera precedente rispetto al tetto massimo indicato al comma 33.23.

34.3 L'impresa distributrice conserva, per eventuali controlli, la documentazione fornita dai clienti finali e altre utenze comprovante l'adeguatezza degli impianti, ogni altra documentazione relativa ai controlli effettuati, nonché assicura l'evidenza contabile delle somme eccedenti versate alla Cassa o ricevute dalla medesima ai sensi dei commi 33.6 e 33.8.

05A00462

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2004.

Approvazione di proposte di opzioni tariffarie base per gli anni termici 2001-2002, 2002-2003 e 2003-2004 relative ai servizi di distribuzione e di fornitura del gas naturale e degli altri tipi di gas di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000, n. 237/00 e successive modifiche e integrazioni. (Deliberazione n. 249/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre

- Visti:
  - l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481;
  - l'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
  - il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
  - la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 237/00);
  - le deliberazioni dell'Autorità 25 giugno 2004, n. 104/04 e n. 105/04;
  - le deliberazioni dell'Autorità 29 ottobre 2003, n. 124/03, 23 dicembre 2003, n. 161/03, 5 febbraio 2004, n. 9/04, 26 marzo 2004, n. 42/04, 24 giugno 2004, n. 101/04, 27 luglio 2004, n. 130/04 e 30 settembre 2004, n. 172/04.

- Considerato che:
  - le proposte di opzioni tariffarie base per l'anno termico 2003-2004, relative al servizio di distribuzione del gas naturale, presentate dalle società Coingas Spa - Arezzo (AR) e Hera Holding Energia Risorse Ambiente Spa - Bologna (BO), nonché le proposte di opzioni tariffarie per il medesimo anno relative ai servizi di distribuzione e di fornitura degli altri tipi di gas ai clienti finali, presentate dalla società Briongas Srl - Ascoli Piceno (AP), risultano, in seguito all'esame dei dati prodotti dagli esercenti medesimi, conformi ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 237/00 e successive modifiche e integrazioni;
  - le proposte di opzioni tariffarie base per gli anni termici 2001-2002 e 2002-2003, relative ai servizi di distribuzione e di fornitura degli altri tipi di gas ai clienti finali, presentate dalle società Briongas Srl - Ascoli Piceno (AP) risultano, in seguito all'esame dei dati prodotti dall' esercente medesimo, conformi ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 237/00 e successive modifiche e integrazioni.

- Ritenuto che sia necessario approvare le sopra dette proposte di opzioni tariffarie base

DELIBERA

1. di approvare le proposte di opzioni tariffarie base per l'anno termico 2003-2004 relative al servizio di distribuzione del gas naturale, presentate dalle società Coingas Spa e Hera Holding Energia Risorse Ambiente Spa;
2. di approvare le proposte di opzioni tariffarie base per l'anno termico 2003-2004 relative ai servizi di distribuzione e di fornitura degli altri tipi di gas ai clienti finali, presentate dalla società Briongas Srl;
3. di prevedere che le proposte di opzioni tariffarie base di cui ai due precedenti punti siano applicate per il periodo 1 luglio 2003 - 30 settembre 2004;
4. di approvare le proposte di opzioni tariffarie base presentate dalla societa Briongas Srl per gli anni termici 2001-2002 e 2002-2003 relativamente ai servizi di distribuzione e di fornitura degli altri tipi di gas ai clienti finali;
5. di prevedere che le proposte di opzioni tariffarie base di cui al precedente punto siano applicate rispettivamente per i periodi 1 luglio 2001 - 30 giugno 2002 e 1 luglio 2002 - 30 giugno 2003;
6. di pubblicare la presente deliberazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e nel sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, affinché entri in vigore dal giorno della sua pubblicazione sul sito stesso.

Milano, 29 dicembre 2004 Il Presidente: A. Ortis

05A00464

DELIBERAZIONE 30 dicembre 2004.

Direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004. (Deliberazione n. 250/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 dicembre 2004

- Visti:

  - la legge 14 novembre 1995, n. 481;
  - il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
  - il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
  - il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239 convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: il decreto-legge n. 239/03);
  - l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 marzo 2000, n. 52/00 (di seguito: deliberazione n. 52/00);
  - l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2000, n. 138/00 (di seguito: deliberazione n. 138/00);
  - la deliberazione dell'Autorità 26 marzo 2002, n. 50/02 (di seguito: deliberazione n. 50/02);
  - la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2003, n. 112/03;
  - l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: deliberazione n. 168/03);
  - l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 05/04, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: Testo integrato);
  - l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 23 aprile 2004, n. 61/04, recante *"Report on the events of September 28th 2003 culminating in the separation of the italian power system from the other UCTE networks"* (di seguito deliberazione n. 61/04);
  - l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2004, n. 83/04, recante *"Resoconto dell'attività conoscitiva in ordine alla interruzione del servizio elettrico verificatasi il giorno 28 settembre 2003"* (di seguito: deliberazione n. 83/04);

- il documento per la consultazione 18 novembre 2004 recante schema di direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa in materia di codice di trasmissione e dispacciamento di cui all'articolo 1, comma 4, del decreto 11 maggio 2004 (di seguito: il documento per la consultazione 18 novembre 2004).

- Considerato che:

- il DPCM 11 maggio 2004 prevede che la società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete) predisponga un documento integrato contenente le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, per l'accesso e l'uso della rete elettrica nazionale di trasmissione e delle apparecchiature direttamente connesse, per l'interoperabilità delle reti e per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della rete elettrica nazionale di trasmissione e per gli interventi di manutenzione della medesima rete (di seguito: il Codice di rete); e che, il Ministero delle attività produttive e l'Autorità verifichino, per quanto di rispettiva competenza, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 e del decreto-legge n. 239/03, la conformità del Codice di rete alle direttive dai medesimi emanate;
- l'Autorità, con riferimento alla regolazione dei servizi di trasmissione e di dispacciamento, ha già definito condizioni tecnico-economiche, direttive e disposizioni di natura tariffaria ed, in particolare:
  a) con deliberazione n. 52/00, ha adottato, ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99, direttive verso il Gestore della rete per l'adozione di regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla rete di trasmissione nazionale nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti;
  b) con deliberazione n. 138/00, ha adottato direttive verso il Gestore della rete per l'adozione di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica e della continuità del servizio ai sensi dell'articolo 17, comma 17.1, della deliberazione n. 52/00;
  c) con deliberazione n. 50/02, ha adottato condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi, ivi inclusa la rete di trasmissione nazionale;
  d) con deliberazione n. 168/03, ha adottato condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo n. 79/99;
  e) con il Testo integrato ha adottato, tra l'altro, disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007;

- le recenti interruzioni generalizzate del servizio elettrico verificatesi nell'anno 2003, e le risultanze delle attività conoscitive condotte dall'Autorità nell'ambito delle istruttorie che hanno seguito il verificarsi di detti fenomeni, rendono opportuna l'integrazioni delle regole tecniche di cui alla lettera a) del precedente alinea, al fine dell'incremento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale;
- le condizioni per il dispacciamento adottate e pubblicate dall'Autorità a decorrere dall'entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99 hanno accompagnato l'evoluzione del processo di liberalizzazione del sistema elettrico nazionale a partire da un regime di dispacciamento di natura amministrata, sia nella fase di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, che nella fase di erogazione del servizio medesimo, fino al regime attuale che prevede l'approvvigionamento e la gestione delle risorse per il servizio di dispacciamento basate su un ordine di merito economico e l'erogazione a condizioni regolate del medesimo servizio;
- la modificazione di assetto del Gestore della rete, prevista nel DPCM 11 maggio 2004, nonché le conseguenti modificazioni riguardanti la produzione e l'erogazione dei servizi di trasmissione e di dispacciamento, unitamente alla previsione di adozione, da parte del Gestore della rete, di un codice di rete "integrato", offrono l'opportunità di riformare e razionalizzare i diversi corpi normativi relativi ai servizi di trasmissione e di dispacciamento precedentemente adottati dall'Autorità, con particolare riferimento alle direttive essenziali per la produzione e l'erogazione di detti servizi;
- con il documento per la consultazione 19 novembre 2004 l'Autorità ha posto in consultazione uno schema di direttive al Gestore della rete ai fini dell'adozione, da parte del medesimo Gestore della rete, del Codice di rete, tendente ad armonizzare, nonché integrare la disciplina afferente i servizi di trasmissione e di dispacciamento per quanto riguarda, in particolare, i seguenti profili:
  a) sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale e dei sistemi elettrici di trasmissione interconnessi;
  b) erogazione del servizio di dispacciamento a soggetti gestori di reti interne di utenza e di linee dirette;
  c) sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
  d) qualità del servizio di trasmissione;
  e) obblighi informativi;
- i soggetti consultati hanno espresso un generale apprezzamento dell'iniziativa condotta dall'Autorità proponendo l'introduzione di ulteriori precisazioni riguardanti le modalità applicative del Codice di rete risultante dalle direttive emanate dall'Autorità;
- in particolare, il Gestore della rete ha avanzato una proposta di integrazione e di modifica del documento per la consultazione 18 novembre 2004 per quanto riguarda la regolazione della qualità del servizio di trasmissione.

- Ritenuto che sia opportuno:

  - emanare direttive al Gestore della rete, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) e h), nonché ai sensi dell'articolo 3, commi 3 e 6, del decreto

legislativo n. 79/99, ai fini dell'adozione, da parte del medesimo Gestore della rete, del Codice di rete, in aderenza allo schema di direttive di cui al documento per la consultazione 18 novembre 2004, introducendo alcune precisazioni e recependo, nelle sue linee generali, la proposta effettuata dal Gestore della rete circa la regolazione della qualità del servizio di trasmissione;
- stabilire un periodo di prima attuazione del Codice di rete posponendo all'anno 2006 l'applicazione delle disposizioni riguardanti l'erogazione del servizio di dispacciamento a soggetti gestori di reti interne di utenza e di linee dirette e stabilendo adeguate misure di gradualità per l'attuazione delle disposizioni riguardanti la regolazione della qualità del servizio di trasmissione

DELIBERA

- di approvare il documento "Direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa per l'adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al decreto del presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004" allegato al presente documento *(Allegato A)* di cui forma parte integrante e sostanziale;
- di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministro delle attività produttive ed alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa;
- di pubblicare il presente provvedimento nella Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 30 dicembre 2004 Il Presidente: A. Ortis

ALLEGATO A

DIRETTIVE ALLA SOCIETÀ GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE SPA PER L'ADOZIONE DEL CODICE DI TRASMISSIONE E DI DISPACCIAMENTO DI CUI AL DECRETO DEL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI 11 MAGGIO 2004

SOMMARIO

PARTE I
DISPOSIZIONI GENERALI

Titolo 1
Generalità

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente integrata e modificata, all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata, e all'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità 26 marzo 2002, n. 50/02, nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

- **altre reti elettriche** sono le reti elettriche connesse alla rete di trasmissione nazionale attraverso circuiti di interconnessione corrispondenti a:
  a) porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale, di cui all'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99;
  b) reti elettriche situate in territorio estero, in particolare quelle di trasmissione;
  c) reti interne di utenza della società Ferrovie dello Stato Spa o sue aventi causa, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999;
- **approvvigionamento delle risorse del dispacciamento** è l'attività, effettuata dal Gestore della rete, di selezione e di acquisizione delle risorse ai fini del dispacciamento di merito economico;
- **buco di tensione** è la diminuzione improvvisa della tensione delle tre fasi per un utente della rete direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale ad un valore compreso tra il 90% e l'1% della tensione nominale per un periodo superiore a 10 millisecondi e non superiore a 1 minuto;
- **buco di tensione unipolare** è un buco di tensione che interessa una sola fase;
- **CEI** è il Comitato elettrotecnico italiano;
- **Codice di rete** è il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004;
- **Comitato di consultazione** è il comitato istituito ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004;
- **condizioni per il dispacciamento** sono le condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, fissate dall'Autorità ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

- **condizioni per la connessione** sono le condizioni tecnico-economiche del servizio di connessione, relativamente alla rete di trasmissione nazionale, fissate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- **disalimentazione** è una interruzione breve o lunga;
- **disposizioni tariffarie** sono, ai soli fini del presente provvedimento, le disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e di misura dell'energia elettrica fissate dall'Autorità ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- **ETSO** è *Association of European Transmission System Operators*;
- **il Gestore della rete** è, ai fini del presente provvedimento, il soggetto a cui è conferita la gestione della rete elettrica nazionale in esito al processo di unificazione della proprietà e della gestione della medesima rete ai sensi dell'articolo 1 del DPCM 11 maggio 2004;
- **interoperabilità di reti elettriche** designa le modalità operative per l'espletamento delle attività di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo di due o più reti interconnesse, al fine di garantire il funzionamento simultaneo e coordinato delle stesse;
- **interruzione** è la condizione nella quale la tensione delle tre fasi in un punto di prelievo o di immissione dell'energia elettrica corrispondente ad un utente della rete direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale è inferiore all'1% della tensione nominale;
- **interruzione lunga** è una interruzione di durata superiore a 3 minuti;
- **interruzione breve** è una interruzione di durata non superiore a 3 minuti e superiore a 1 secondo;
- **interruzione transitoria** è una interruzione di durata non superiore a 1 secondo, riconosciuta tramite l'attivazione di interventi automatici di richiusura degli interruttori;
- **sito di connessione** è l'area nella quale sono installati gli impianti elettrici che realizzano il collegamento circuitale tra la rete con obbligo di connessione di terzi a cui gli stessi sono connessi e gli impianti dell'utente della rete;
- **rete rilevante** è l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione;
- **servizio di interrompibilità del carico** è il servizio fornito dalle unità di consumo connesse a reti con obbligo di connessione di terzi dotate, in ogni singolo punto di prelievo, di apparecchiature di distacco del carico conformi alle specifiche tecniche definite dal Gestore della rete e disponibili a distacchi di carico con le modalità definite dal medesimo Gestore della rete;
- **UCTE** è *Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité*;

- * -

- **decreto 17 luglio 2000** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 17 luglio 2000 recante concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale;

- **DPCM 11 maggio 2004** è il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004;
- **legge n. 239/04** è la legge 23 Agosto 2004, n. 239.

Articolo 2
Finalità

2.1 Con il presente provvedimento l'Autorità persegue la finalità di assicurare la libertà di accesso a parità di condizioni alla rete di trasmissione nazionale, l'imparzialità, la neutralità e la trasparenza dei servizi di trasmissione e di dispacciamento erogati agli utenti della rete di cui all'articolo 5 promuovendo, altresì, lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Articolo 3
Oggetto

3.1 Con il presente provvedimento sono impartite direttive al Gestore della rete ai fini della predisposizione, da parte dello stesso Gestore, del Codice di rete con riferimento ai servizi dal medesimo erogati e relativi a:
a) connessione alla rete di trasmissione nazionale;
b) trasmissione dell'energia elettrica;
c) dispacciamento dell'energia elettrica;
d) misura dell'energia elettrica;
e) aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento.

Articolo 4
Ambito di applicazione del Codice di rete

4.1 Le disposizioni di cui al Codice di rete si applicano al Gestore della rete e agli utenti della rete di cui all'articolo 5 con riferimento a ciascun servizio di cui all'articolo 3, comma 3.1, e secondo quanto stabilito nel presente provvedimento.

4.2 Il Codice di rete reca, inoltre, disposizioni relative ai rapporti fra il Gestore della rete ed eventuali soggetti proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale diversi dal Gestore della rete, ai fini della gestione unificata della medesima rete di trasmissione nazionale.

Titolo 1
Utenti dei servizi erogati dal Gestore della rete

Articolo 5
Utenti della rete

5.1 Gli utenti dei servizi erogati dal Gestore della rete sono denominati utenti della rete e sono i soggetti titolari di:
a) unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse alle reti elettriche di cui alla seguente lettera f);

b) unità di consumo connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse alle reti elettriche di cui alla seguente lettera f);
c) reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale connesse alla medesima rete direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ad esclusione delle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi gestite da soggetti gestori di rete diversi dal Gestore della rete e diversi dalle imprese distributrici;
d) reti interne d'utenza connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse a reti di cui alla successiva lettera f);
e) linee dirette connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse a reti di cui alla successiva lettera f);
f) reti con obbligo di connessione di terzi non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale, neppure indirettamente attraverso reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale o collegamenti in corrente continua.

Articolo 6
Gestori di rete diversi dal Gestore della rete e dalle imprese distributrici

6.1 I soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi diversi dal Gestore della rete e dalle imprese distributrici adempiono alle disposizioni di cui al Codice di rete, relativamente alle proprie reti, sotto il coordinamento dell'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

6.2 Per le finalità di cui al comma 6.1, i gestori di reti con obbligo di connessione di terzi diversi dal Gestore della rete e dalle imprese distributrici concludono una convenzione con l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale. Detta convenzione è trasmessa al Gestore della rete e all'Autorità per approvazione, da parte della medesima Autorità, entro 30 giorni dalla data del suo ricevimento. Trascorso inutilmente tale termine, la medesima convenzione si intende approvata.

6.3 La convenzione di cui al comma 6.2 deve essere conclusa entro sei mesi dall'adozione del Codice di rete. Nel caso in cui le reti elettriche di cui al comma 6.1 interessino più ambiti territoriali, l'impresa distributrice competente è assunta essere quella a cui corrisponde il maggior numero di punti di prelievo.

PARTE II
SERVIZIO DI CONNESSIONE ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

Titolo 2
Utenti della connessione

Articolo 7
Utenti della connessione

7.1 Sono utenti della connessione gli utenti della rete di cui all'articolo 5, comma 5.1, i cui impianti elettrici risultino essere connessi direttamente alla rete di trasmissione nazionale o che richiedono la connessione a detta rete.

Titolo 3
Disposizioni procedurali e tecniche per la connessione alla rete di trasmissione nazionale

Articolo 8
Modalità procedurali per la connessione alla rete di trasmissione nazionale

8.1 Il Codice di rete reca, nel rispetto delle condizioni per la connessione, le modalità procedurali per la connessione alla rete di trasmissione nazionale degli impianti elettrici di cui all'articolo 5, comma 5.1, direttamente connessi a tale rete, ivi inclusa la modifica delle connessioni esistenti.

8.2 Le modalità procedurali di cui al comma 8.1 prevedono, almeno:
a) le modalità per la presentazione della richiesta di accesso alla rete, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta;
b) le modalità e i tempi di risposta del Gestore della rete;
c) criteri e schemi di principio della connessione;
d) le soluzioni di massima per la connessione nonché i termini di validità della soluzione proposta dal Gestore della rete, decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta di connessione deve intendersi decaduta;
e) le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del soggetto richiedente;
f) le modalità e i tempi in base ai quali il Gestore della rete si impegna, per le azioni di propria competenza, a realizzare gli impianti per la connessione di propria competenza;
g) le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal Gestore della rete per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici;
h) gli standard tecnici e le specifiche di progetto essenziali per la realizzazione degli impianti per la connessione di propria competenza, per il loro esercizio e per la loro manutenzione;
i) le modalità in base alle quali il Gestore della rete può consentire la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione al richiedente la connessione stessa.

Articolo 9

Disposizioni tecniche per la connessione alla rete di trasmissione nazionale

9.1 Il Codice di rete contiene disposizioni tecniche per la connessione alla rete di trasmissione nazionale degli impianti elettrici, di cui all'articolo 5, comma 5.1, direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale, indicanti le caratteristiche, nonché le prestazioni funzionali dei medesimi impianti elettrici secondo le disposizioni di cui agli articoli 10, 11, 12 e 13.

Articolo 10

Caratteristiche e prestazioni funzionali delle unità di produzione

10.1 Con riferimento agli impianti elettrici di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera a), direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale, il Codice di rete:

a) reca le caratteristiche di tali impianti riguardanti, almeno:
   i. l'individuazione dei punti di separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore della rete e quelle di competenza dell'utente della rete;
   ii. la modalità di gestione delle stazioni elettriche di competenza dell'utente della rete, limitatamente alle parti di esse funzionali al servizio di trasmissione;
   iii. le caratteristiche dei dispositivi di interruzione e di sezionamento, nonché dei sistemi di protezione;
   iv. lo stato del neutro;
   v. le funzioni di distacco automatico e manuale delle utenze ai fini del controllo in situazioni di emergenza del sistema elettrico attuato dal Gestore della rete;
   vi. le caratteristiche tecniche di cui all'articolo 44, comma 44.1, lettera c), ivi incluse le caratteristiche funzionali dei sistemi per il controllo dell'energia elettrica attiva e reattiva immessa in rete;

b) indica i criteri per l'individuazione, nonché i valori caratteristici delle prestazioni funzionali per quanto riguarda, almeno:
   i. le protezioni installate negli impianti dell'utente della rete il cui funzionamento debba essere coordinato con le protezioni della rete di trasmissione nazionale;
   ii. le prestazioni dei sistemi di telecontrollo, di telemisura, di trasmissione dei dati installati nel sito di connessione al fine dei servizi di trasmissione e di dispacciamento;
   iii. l'eventuale contributo di detti impianti elettrici alle correnti di guasto nel sito di connessione;
   iv. i livelli di tenuta alle sovratensioni e i criteri di coordinamento dell'isolamento adottati per detti impianti elettrici;
   v. i limiti all'immissione e al prelievo di potenza attiva e reattiva dell'impianto elettrico connesso nelle varie condizioni ammesse di tensione e di frequenza di cui all'articolo 21, comma 21.1, lettera d), punto i.;
   vi. requisiti di flessibilità, ivi incluse le condizioni di avviamento, di presa di carico, di modulabilità della potenza attiva e reattiva durante le fasi

di avviamento e durante il funzionamento in parallelo, di funzionamento in seguito a guasti esterni, di funzionamento su porzioni isolate della rete di trasmissione nazionale;

vii. limiti di variazione della frequenza e della tensione di rete entro cui l'impianto deve rimanere connesso;

viii. i sistemi di distacco automatico di cui alla precedente lettera a), punto v.;

c) reca gli obblighi per gli utenti della rete, nonché le disposizioni tecniche stabilite dal Gestore della rete, ivi incluse le modalità di messa a disposizione delle risorse e di svolgimento delle prove, concernenti:

i. le funzioni automatiche di distacco degli impianti di generazione al verificarsi di prestabilite condizioni di rete;

ii. l'attuazione delle azioni di rifiuto di carico;

iii. l'attuazione delle azioni previste durante le fasi di ripristino del servizio elettrico in seguito ad interruzioni del medesimo servizio.

10.2 Le disposizioni di cui al comma 10.1, lettera b), punti ii., vi. e vii., e lettera c), si applicano anche agli impianti elettrici di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera a), corrispondenti ad unità di produzione rilevanti non direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale.

Articolo 11

Caratteristiche e prestazioni funzionali delle unità di consumo

11.1 Con riferimento agli impianti elettrici di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera b), direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale, il Codice di rete:

a) reca le caratteristiche di tali impianti riguardanti, almeno:

i. l'individuazione dei punti di separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore della rete e quelle di competenza dell'utente della rete;

ii. la modalità di gestione delle stazioni elettriche di competenza dell'utente della rete, limitatamente alle parti di esse funzionali al servizio di trasmissione;

iii. le caratteristiche dei dispositivi di interruzione e di sezionamento, nonché dei sistemi di protezione;

iv. lo stato del neutro;

v. le funzioni di distacco automatico e manuale delle utenze ai fini del controllo in situazioni di emergenza del sistema elettrico;

vi. le funzioni di distacco del carico nell'ambito del servizio di interrompibilità;

vii. le caratteristiche tecniche di cui all'articolo 44, comma 44.1, lettera c), ivi incluse le caratteristiche funzionali dei sistemi per il controllo dell'energia elettrica reattiva prelevata dalla rete;

b) indica i criteri per l'individuazione, nonché i valori caratteristici delle prestazioni funzionali per quanto riguarda, almeno:

i. le protezioni installate negli impianti dell'utente della rete il cui funzionamento debba essere coordinato con le protezioni della rete di trasmissione nazionale;

ii. le prestazioni dei sistemi di telecontrollo, di telemisura, di trasmissione dei dati, installati nel sito di connessione al fine dei servizi di trasmissione e di dispacciamento;
iii. l'eventuale contributo di detti impianti elettrici alle correnti di guasto nel sito di connessione;
iv. i livelli di tenuta alle sovratensioni e i criteri di coordinamento dell'isolamento adottati per detti impianti elettrici;
v. i limiti all'immissione e al prelievo di potenza attiva e reattiva dell'impianto elettrico connesso nelle varie condizioni ammesse di tensione e di frequenza di cui all'articolo 21, comma 21.1, lettera d), punto i.;
vi. i sistemi di distacco automatico di cui alla precedente lettera a), punto v..

c) reca gli obblighi per gli utenti della rete, nonché le disposizioni tecniche stabilite dal Gestore della rete, riguardanti le modalità di messa a disposizione delle risorse e di svolgimento delle prove relative al servizio di interrompibilità del carico.

11.2 Le disposizioni di cui al comma 11.1, lettera b), punto ii., si riferiscono anche agli impianti elettrici di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera b), corrispondenti ad unità di consumo rilevanti non direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale.

Articolo 12
Caratteristiche e prestazioni funzionali per le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale

12.1 Per le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera c), direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, il Codice di rete reca le disposizioni relative:

a) alle caratteristiche di dette reti nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale almeno per quanto riguarda:
i. l'individuazione dei punti di separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore della rete e quelle di competenza dell'utente della rete;
ii. la modalità di gestione delle stazioni elettriche di competenza dell'utente della rete, limitatamente alle parti di esse funzionali al servizio di trasmissione;
iii. le caratteristiche dei dispositivi di interruzione e di sezionamento, nonché dei sistemi di protezione;
iv. lo stato del neutro;

b) ai criteri per l'individuazione delle prestazioni funzionali per quanto riguarda, almeno:
i. le protezioni installate negli impianti dell'utente della rete e il relativo coordinamento con le protezioni della rete di trasmissione nazionale;
ii. le prestazioni dei sistemi di telecontrollo, di telemisura, di trasmissione dei dati, installati nel sito di connessione al fine dei servizi di trasmissione e di dispacciamento;

iii. i livelli di tenuta alle sovratensioni e i criteri di coordinamento dell'isolamento adottati per detti impianti elettrici;

c) alle funzioni di distacco automatico e manuale delle utenze ai fini del controllo in situazioni di emergenza del sistema elettrico attuato dal Gestore della rete, anche mediante dispositivi localizzati in impianti interni alle reti di distribuzione;

d) alla definizione e all'attuazione delle procedure di controllo in situazioni di emergenza coordinato con quello della rete di trasmissione nazionale;

e) alla definizione e all'attuazione delle procedure di rialimentazione di parti della rete di distribuzione a seguito di disservizi;

f) alla definizione e all'attuazione delle procedure atte al mantenimento dei profili di tensione sulle reti elettriche interconnesse.

12.2 Per le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera c), indirettamente connesse alla rete di trasmissione nazionale per il tramite di altre reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, il Codice di rete reca le disposizioni relative:

a) alle funzioni di distacco automatico e manuale delle utenze ai fini del controllo in situazioni di emergenza del sistema elettrico attuato dal Gestore della rete, anche mediante dispositivi localizzati in impianti interni alle reti di distribuzione;

b) alla definizione e all'attuazione delle procedure di controllo in situazioni di emergenza coordinato con quello della rete di trasmissione nazionale;

c) alla definizione e all'attuazione delle procedure di rialimentazione di parti della rete di distribuzione a seguito di disservizi.

Articolo 13

Caratteristiche e prestazioni funzionali per le reti interne di utenza

13.1 Con riferimento agli impianti elettrici di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera d), relativamente alle reti interne di utenza direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, il Codice di rete:

a) reca le caratteristiche di tali impianti riguardanti, almeno:

i. l'individuazione dei punti di separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore della rete e quelle di competenza dell'utente della rete;

ii. la modalità di gestione delle stazioni elettriche di competenza dell'utente della rete, limitatamente alle parti di esse funzionali al servizio di trasmissione;

b) indica i criteri per l'individuazione, nonché i valori caratteristici delle prestazioni funzionali per quanto riguarda, almeno:

i. le protezioni installate negli impianti dell'utente della rete il cui funzionamento debba essere coordinato con le protezioni della rete di trasmissione nazionale;

ii. le prestazioni dei sistemi di telecontrollo, di telemisura, di trasmissione dei dati, installati nel sito di connessione e all'interno della rete interna di utenza ai soli fini dei servizi di trasmissione e di dispacciamento;

iii. l'eventuale contributo di detti impianti elettrici alle correnti di guasto nel sito di connessione;
iv. i limiti all'immissione e al prelievo di potenza attiva e reattiva dell'impianto elettrico connesso nelle varie condizioni ammesse di tensione e di frequenza di cui all'articolo 21, comma 21.1, lettera d), punto i.;

c) reca le modalità di coordinamento tra il Gestore della rete e l'utente della rete ai fini dell'interoperabilità delle reti elettriche con riferimento, almeno:
i. ai livelli di tenuta alle sovratensioni e i criteri di coordinamento dell'isolamento adottati per detti impianti elettrici;
ii. alle caratteristiche dei dispositivi di interruzione e di sezionamento;
iii. allo stato del neutro.

Articolo 14
Separazione funzionale dell'attività di trasmissione dalle altre attività elettriche nei siti di connessione alla rete di trasmissione nazionale

14.1 Con riferimento agli impianti elettrici di cui all'articolo 5, comma 5.1, direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale, il Codice di rete reca le modalità di individuazione, da parte del Gestore della rete, delle parti di impianto interessate dalla separazione funzionale tra l'attività di trasmissione e le attività poste in capo all'utente nei siti di connessione alla rete di trasmissione nazionale, tenendo conto delle seguenti esigenze:

a) garanzia della continuità circuitale e della magliatura, ove possibile, della rete di trasmissione nazionale, anche mediante impianti elettrici installati nel sito di connessione non compresi nella rete di trasmissione nazionale, ma funzionali all'attività di trasmissione;
b) flessibilità di gestione della rete di trasmissione nazionale, anche attraverso l'utilizzo d'impianti installati nel sito di connessione non compresi nella rete di trasmissione nazionale, ma comunque funzionali al servizio di trasmissione;
c) mantenimento della connessione operativa tra le reti;
d) garanzia dei flussi informativi tra il Gestore della rete e l'utente della rete necessari ad assicurare il corretto e sicuro funzionamento del sistema elettrico nazionale, ivi inclusi i flussi informativi relativi a monitoraggi, misure, conteggi, taratura e verifica delle protezioni, rilevamento e ricostruzione delle grandezze elettriche;
e) tutela ambientale;
f) salvaguardia della sicurezza fisica delle persone e delle cose nel sito di connessione;
g) requisiti di interoperabilità delle reti elettriche.

14.2 Sulla base di quanto definito al precedente comma, il Codice di rete contiene le regole tecniche necessarie a definire i rapporti tra il Gestore della rete e l'utente della rete relativamente alla gestione, all'esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo delle parti di impianto all'interno del sito di connessione funzionali all'attività di trasmissione e non comprese nella rete di trasmissione nazionale, unitamente ai criteri ed alle modalità di cui all'articolo 3, comma 5, del decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e sue successive modificazioni.

Articolo 15
Piccole reti isolate

15.1 Il Codice di rete contiene disposizioni tecniche per la connessione alla rete di trasmissione nazionale delle piccole reti isolate, in conformità alle disposizioni emanate ai sensi dell'articolo 1, comma 43, della legge n. 239/04.

Articolo 16
Linee dirette

16.1 Il Codice di rete reca regole tecniche relative alle linee dirette. Tali regole sono definite compatibilmente con la normativa tecnica vigente per gli stessi impianti e riguardano unicamente le condizioni necessarie per la sicurezza e la connessione operativa tra le reti.

16.2 Le regole di cui al comma 16.1 riguardano, almeno, il coordinamento fra le procedure di gestione, esercizio e manutenzione adottate dal Gestore della rete e dai soggetti che gestiscono linee dirette.

Titolo 4
Erogazione del servizio di connessione alle rete di trasmissione nazionale

Articolo 17
Regolazione economica del servizio di connessione alla rete di trasmissione nazionale

17.1 La regolazione economica del servizio di connessione alla rete di trasmissione nazionale avviene secondo le disposizioni di cui alle condizioni per la connessione.

PARTE III
SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Titolo 5
Utenti della trasmissione

Articolo 18
Utenti della trasmissione

18.1 Sono utenti della trasmissione gli utenti della rete di cui all'articolo 5.

Titolo 6
Gestione ed esercizio e della rete di trasmissione nazionale ai fini della trasmissione

Articolo 19
Gestione della rete di trasmissione nazionale

19.1 Per gestione della rete di trasmissione nazionale si intende l'insieme delle attività e delle procedure che determinano il funzionamento e la previsione del funzionamento, in ogni condizione di funzionamento di cui all'articolo 22, della medesima rete. Tali attività comprendono, almeno, la gestione dei flussi di energia elettrica, dei dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari.

19.2 Il Codice di rete disciplina le modalità e le procedure per la gestione della rete di trasmissione nazionale in conformità agli indirizzi strategici e operativi definiti dal Ministero delle attività produttive ai sensi dell'articolo 3, commi 2 e 4, del decreto legislativo n. 79/99, nonché nel rispetto dei principi di cui al decreto 17 luglio 2000 come integrato e modificato ai sensi dell'articolo 3, comma 3, del DPCM 11 maggio 2004, nonché nel rispetto delle condizioni definite dall'Autorità ai sensi dell'articolo 3, commi 3 e 6, del decreto legislativo n. 79/99.

19.3 Il Codice di rete stabilisce, altresì, i criteri per la gestione delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale, ma funzionali alla rete di trasmissione nazionale medesima.

Articolo 20
Esercizio della rete di trasmissione nazionale

20.1 L'esercizio della rete di trasmissione nazionale è l'utilizzazione secondo procedure codificate degli impianti elettrici costituenti le porzioni di rete elettrica che compongono la rete di trasmissione nazionale ai fini della gestione della medesima rete.

20.2 L'esercizio della rete di trasmissione nazionale comprende, almeno:

a) la conduzione degli impianti costituenti la rete di trasmissione nazionale medesima, nonché le azioni adottate ai fini dell'interoperabilità delle reti elettriche;

b) le azioni di pronto intervento;

c) le azioni di messa fuori servizio ed in sicurezza degli elementi della rete di trasmissione nazionale;
d) le attività di ispezione e di monitoraggio degli impianti;
e) le attività concernenti la taratura dei dispositivi di protezione e degli automatismi connessi al funzionamento della rete, nonché dei dispositivi atti alla gestione del sistema elettrico in condizioni di emergenza;
f) la verifica periodica della funzionalità dei dispositivi e degli automatismi di cui alla precedente lettera e).

20.3 Il Codice di rete stabilisce le procedure per l'esercizio della rete di trasmissione nazionale con riferimento alle diverse condizioni di funzionamento del sistema elettrico nazionale al fine di garantire la sicurezza e l'economicità del servizio elettrico, nonché secondo principi di trasparenza e non discriminazione prevedendo, almeno:
a) che le manovre per l'esercizio della rete di trasmissione nazionale siano eseguite mediante il sistema di teleconduzione o in manuale in caso di guasti al medesimo sistema di teleconduzione;
b) le modalità di comunicazione degli ordini di manovra derivanti dall'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, nonché le modalità di comunicazione tra i vari soggetti interessati;
c) la registrazione degli ordini di manovra che deve essere effettuata specificando le manovre richieste e la sequenza temporale delle disposizioni stabilite;
d) la comunicazione, unitamente alla registrazione della medesima, dell'avvenuta effettuazione o meno delle disposizioni di manovra impartite. Nel caso di mancata effettuazione delle disposizioni di manovra impartite, detta comunicazione dovrà recare le motivazioni di tale mancata effettuazione;
e) le modalità di intervento in caso di guasti che interessino gli elementi della rete di trasmissione nazionale.

20.4 Il Gestore della rete, ai fini dell'esercizio delle porzioni di rete di trasmissione nazionale di cui non risulta essere titolare, stipula con i soggetti che hanno la proprietà o la disponibilità di dette reti una convenzione per disciplinare l'esercizio e gli interventi di manutenzione e di sviluppo delle medesime reti e dei dispositivi di interconnessione con altre reti.

20.5 I soggetti di cui al comma 20.4 sono responsabili dell'esercizio degli impianti di cui risultano titolari in attuazione delle decisioni assunte dal Gestore della rete.

20.6 Il Codice di rete stabilisce le modalità e le procedure per l'esercizio delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale, ma funzionali alla rete di trasmissione nazionale medesima ai fini del servizio di trasmissione.

20.7 Il Gestore della rete conclude una convenzione per la manutenzione, lo sviluppo, la gestione e l'esercizio delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale, ma funzionali alla rete di trasmissione nazionale medesima, con i soggetti titolari di dette stazioni elettriche. La predetta convenzione è conclusa sulla base di una convenzione-tipo predisposta dal Gestore della rete ed approvata dall'Autorità.

Articolo 21

Caratteristiche e prestazioni funzionali della rete di trasmissione nazionale

21.1 Con riferimento alla rete di trasmissione nazionale, il Codice di rete reca le disposizioni relative:

a) alle caratteristiche nei punti di connessione con impianti elettrici nella disponibilità degli utenti della rete almeno per quanto riguarda:
   i. l'individuazione dei punti di separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore della rete e quelle di competenza dell'utente della rete;
   ii. le caratteristiche dei dispositivi di interruzione e di sezionamento, nonché dei sistemi di protezione;
   iii. i sistemi di telecontrollo, di telemisura, di trasmissione dei dati, installati nel sito di connessione al fine dei servizi di trasmissione e di dispacciamento;

b) ai sistemi di telecontrollo, di telemisura, di trasmissione dei dati, installati in ciascuna delle stazioni elettriche della rete di trasmissione nazionale ai fini del servizio di trasmissione e di dispacciamento;

c) allo stato del neutro della rete di trasmissione nazionale;

d) ai criteri per l'individuazione delle prestazioni funzionali per quanto riguarda, almeno:
   i. per ciascuna delle condizioni di funzionamento di cui all'articolo 22, i limiti di variazione della frequenza di rete e, all'interno di tale intervallo, i limiti di variazione della tensione di rete in termini di valore efficace;
   ii. il coordinamento dell'isolamento;
   iii. i valori massimo e minimo della corrente di corto circuito per le differenti tipologie di guasto e i corrispondenti tempi di rimozione garantiti dalle protezioni e dai dispositivi di interruzione installati sulla rete di trasmissione nazionale;
   iv. i sistemi di protezione installati sulla rete di trasmissione nazionale;
   v. i sistemi di telecontrollo, di telemisura, di trasmissione dei dati di cui alla precedente lettera a), punto iii., e lettera b);
   vi. i valori massimi e minimi del prelievo e dell'immissione di potenza attiva e reattiva nel sito di connessione, con indicazione del fattore o del fenomeno limitante di rete che li determina.

21.2 Il Codice di rete reca le modalità di aggiornamento delle caratteristiche e delle prestazioni funzionali di cui al comma 21.1, lettera d). Tale aggiornamento è effettuato, di norma, in seguito a modifiche significative della rete di trasmissione nazionale tali da comportare il cambiamento di almeno uno dei predetti elementi.

Articolo 22

Condizioni di funzionamento del sistema elettrico nazionale

22.1 Il Codice di rete individua le condizioni di funzionamento del sistema elettrico nazionale contemplando, almeno, le seguenti condizioni di funzionamento:

a) condizioni normali;

b) condizioni di allarme;
c) condizioni di emergenza;
d) condizioni di interruzione, anche parziale, del servizio elettrico;
e) condizioni di ripristino del servizio elettrico.

22.2 Il Codice di rete reca le procedure per la eventuale comunicazione delle condizioni di funzionamento di cui al comma 22.1.

Articolo 23
Interoperabilità tra le reti elettriche

23.1 Il Codice di rete reca i criteri e le procedure per la gestione coordinata della rete di trasmissione nazionale con le altre reti elettriche al fine di garantire adeguati livelli di interoperabilità tra dette reti, nonché al fine della garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

23.2 Le procedure di cui al comma 23.1:
a) recano disposizioni, almeno, circa il coordinamento per la gestione, l'esercizio, la manutenzione e lo sviluppo delle reti elettriche diverse dalla rete di trasmissione nazionale;
b) sono adottate dal Gestore della rete, sentiti i gestori delle reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale.

23.3 Il gestore di ciascuna rete con obbligo di connessione di terzi diversa dalla rete di trasmissione nazionale è tenuto a fornire al Gestore della rete ogni informazione sugli impianti, anche interni alla rete, rilevante per l'interoperabilità delle reti secondo criteri e modalità definiti dal medesimo Gestore della rete.

Articolo 24
Interconnessioni con altre reti elettriche

24.1 Il Codice di rete disciplina le regole tecniche di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e le altre reti elettriche secondo le disposizioni delle presenti direttive, in quanto applicabili. Tale disciplina è adottata e aggiornata dal Gestore della rete, sentiti i gestori di dette reti.

24.2 Per quanto concerne l'interconnessione della rete di trasmissione nazionale con le reti elettriche estere, la disciplina di cui al comma 24.1 deve essere formulata tenendo conto, almeno, delle raccomandazioni e regole adottate dall'UCTE ed, eventualmente, dall'ETSO.

Articolo 25
Indisponibilità e manutenzioni della rete di trasmissione nazionale

25.1 Il Codice di rete indica i criteri e le modalità per la gestione e per la manutenzione degli elementi costituenti la rete di trasmissione nazionale con riferimento, almeno, alla definizione e alla pubblicazione, da parte del Gestore della rete, dei piani di manutenzione della rete di trasmissione nazionale, vale a dire delle indisponibilità di rete per manutenzione programmata.

25.2 La definizione e la pubblicazione dei piani manutenzione di cui al comma 25.1, deve essere effettuata, almeno, con cadenza annuale e deve poter consentire il

coordinamento degli interventi di manutenzione della rete di trasmissione nazionale con quelli degli impianti elettrici degli utenti della rete direttamente connessi alla medesima rete.

25.3 Il Codice di rete reca le modalità di revisione in corso d'anno dei piani di manutenzione di cui al comma 25.1 che comportino una limitazione all'immissione o al prelievo di energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale, indicando, almeno:
a) il limite temporale di preavviso;
b) il numero massimo di ore per anno in cui tali limitazioni possono avere luogo;
c) le modalità di comunicazione agli utenti della rete di dette limitazioni.

25.4 Il Gestore della rete istituisce un registro ai fini della registrazione dei dati di disponibilità, valutata su base annua, degli elementi costituenti la rete di trasmissione nazionale.

Articolo 26
Piani di indisponibilità delle reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale

26.1 Il Codice di rete indica le modalità di gestione dei piani di indisponibilità delle reti con obbligo di connessione di terzi di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera c), direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale con riferimento, almeno, alle modalità:
a) di elaborazione e di invio al Gestore della rete, da parte degli utenti della rete di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera c), di detti piani di indisponibilità riferiti agli elementi delle reti di rispettiva competenza e appartenenti alla rete rilevante;
b) di verifica, da parte del Gestore della rete, della compatibilità dei suddetti piani di indisponibilità con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale;
c) di aggiornamento, in corso d'anno, dei piani di indisponibilità di cui alla precedente lettera a).

26.2 L'elaborazione e l'invio dei piani di indisponibilità delle reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale di cui al comma 26.1, lettera a), devono essere effettuati, almeno, con cadenza annuale.

26.3 Qualora, nella verifica di cui al comma 26.1, lettera b), il Gestore della rete riscontri incompatibilità con i piani di manutenzione delle rete di trasmissione nazionale o con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, modifica detti piani con l'obiettivo di minimizzare le modifiche apportate ai medesimi.

Titolo 7
Sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Articolo 27
Criteri per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale

27.1 Il Gestore della rete definisce nel Codice di rete i criteri adottati per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale, nel rispetto dei principi di sicurezza, affidabilità, efficienza e minor costo per il sistema elettrico nazionale.

27.2 L'Autorità verifica la compatibilità della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale, e l'effettivo livello di realizzazione dello sviluppo pianificato, con le esigenze di:
a) efficienza del servizio di trasmissione;
b) libero accesso alle reti elettriche;
c) promozione della concorrenza;
d) minimizzazione degli oneri connessi all'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

Articolo 28
Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

28.1 Con riferimento al piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, il Codice di rete reca, almeno:
a) le modalità per la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
b) le modalità per l'esercizio e la gestione contestuale e coordinata degli elementi di rete oggetto di sviluppo con la rete di trasmissione nazionale esistente;
c) le modalità di comunicazione agli utenti della rete interessati delle eventuali variazioni delle caratteristiche di funzionamento della rete di trasmissione nazionale nei singoli siti di connessione in seguito alla realizzazione di interventi di sviluppo;
d) gli obblighi degli utenti della rete interessati dalle variazioni di cui alla precedente lettera d).

Titolo 8
Qualità del servizio di trasmissione

Articolo 29
Ambito di applicazione

29.1 Le disposizioni del presente titolo si applicano agli utenti della rete di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettere da a) ad e), direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale.

Articolo 30
Classificazione e registrazione degli eventi di interruzione

30.1 Il Gestore della rete disciplina nel Codice di rete le modalità di registrazione e di classificazione delle interruzioni, con riferimento almeno a:

a) tipo di interruzione, relativamente a:
   i. interruzioni lunghe;
   ii. interruzioni brevi;
   iii. interruzioni transitorie, limitatamente alle linee su cui sono installate protezioni automatiche tripolari con cicli di apertura e chiusura di durata non superiore a 1 secondo;
b) origine della interruzione, relativamente a:
   i. rete AAT a 380 kV, con disaggregazione per i principali elementi di rete;
   ii. rete AAT a 220 kV , con disaggregazione per i principali elementi di rete;
   iii. rete AT a 132-150 kV, con disaggregazione per i principali elementi di rete;
   iv. reti estere interconnesse, con disaggregazione per i principali elementi di interconnessione;
   v. impianti elettrici nella disponibilità di utenti della rete direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale;
c) causa della interruzione, relativamente a:
   i. cause di insufficienza di risorse, con disaggregazione almeno per:
      - insufficienza dei gruppi di generazione e di capacità di trasporto sulla rete di trasmissione, ivi inclusa la rete di interconnessione;
      - interventi degli equilibratori automatici di carico o di teledistacchi;
   ii. cause di forza maggiore, per eventi naturali eccezionali che superano i limiti di progetto degli elementi della rete;
   iii. cause esterne, per perturbazioni provocate dagli utenti, nonchè per eventi generati da terzi quali a titolo esemplificativo danni, attentati, attacchi intenzionali, o interruzioni su ordine di pubblica autorità;
   iv. altre cause, non indicate ai punti precedenti, con disaggregazione per le cause più frequenti, inclusi gli interventi non selettivi dei relè di protezione;
d) numero ed elenco degli utenti che hanno subito l'interruzione;
e) per le disalimentazioni, stato di configurazione della rete all'istante immediatamente precedente l'inizio della interruzione, relativamente a:
   i. rete magliata;
   ii. alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T";
   iii. alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti;
   iv. alimentazioni radiali per ragioni contingenti di esercizio;
   v. rete isolata (isola di carico).
f) per le disalimentazioni, istante di inizio e istante di fine della disalimentazione per ciascun utente disalimentato;
g) per le disalimentazioni, potenza interrotta al momento della disalimentazione per ciascun utente disalimentato.

30.2 Il Gestore della rete definisce nel Codice di rete le modalità di documentazione delle registrazioni, indicando in particolare la documentazione da conservare per la dimostrazione degli elementi di cui al comma precedente non documentabili tramite sistemi automatici di rilevazione e telecontrollo.

30.3 Il Gestore della rete adotta le misure necessarie a coordinare il proprio sistema di registrazione delle interruzioni con quelli degli esercenti delle reti di distribuzione

in alta tensione direttamente connesse alla RTN, ove possibile in base all'estensione e all'integrazione funzionale dei sistemi di telecontrollo o, ove ciò non sia possibile, anche attraverso procedure non automatiche, con particolare riferimento a:

a) la registrazione completa degli scatti degli interruttori anche laddove non diano luogo a disalimentazione o a interruzione transitoria e la comunicazione periodica, di norma settimanale salvo diverso accordo tra le parti, di tali eventi ai gestori delle reti le cui linee si attestano su siti di connessione della rete di trasmissione nazionale;
b) la rilevazione dell'istante di inizio e dell'istante di fine e l'attribuzione delle responsabilità per le disalimentazioni provocate da scatti contemporanei sulla rete di trasmissione e sulle reti di distribuzione in alta tensione, nonché per le disalimentazioni di utenti delle reti di distribuzione in alta tensione provvisoriamente alimentati in antenna dalla rete di trasmissione o viceversa;
c) la rilevazione della potenza interrotta per i siti di connessione non direttamente telecontrollati.

Articolo 31
Rilevazione della qualità della tensione

31.1 Il Gestore della rete definisce nel Codice di rete le caratteristiche della tensione e le relative modalità di rilevazione con riferimento almeno a:

a) variazioni lente e rapide della tensione;
b) buchi di tensione, separatamente per fasce di durata, di abbassamento di tensione e fasi interessate;
c) sovratensioni;
d) fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (*flicker*);
e) distorsione armonica;
f) grado di asimmetria della tensione trifase;
g) variazioni della frequenza.

31.2 Le grandezze di cui al comma precedente sono rilevate a campione dal Gestore della rete mediante campagne specifiche di misurazione, anche su richiesta degli utenti.

31.3 Il Gestore della rete predispone, entro centottanta giorni dall'approvazione del Codice rete, specifiche tecniche relative agli apparati di rilevazione in grado di registrare le caratteristiche di cui alle lettere precedenti conformemente alle norme tecniche vigenti. In particolare, sono predisposte le specifiche tecniche almeno di un apparato di maggiore semplicità tecnica in grado di registrare le sole caratteristiche di cui al comma 31.1, lettere a) e b) utilizzabile anche sulle reti di distribuzione e teleleggibile.

31.4 Gli utenti della rete hanno la facoltà di richiedere di partecipare alle campagne di misura di cui al comma 31.2, contribuendo ai costi di installazione e gestione degli apparecchi di registrazione, così come definiti dal Gestore della rete. Le registrazioni ottenute con tali strumenti di registrazione possono essere utilizzate ai fini di cui al successivo articolo 37.

Articolo 32
Indici di qualità del servizio

32.1 Il Gestore della rete definisce nel Codice di rete le modalità di determinazione almeno dei seguenti indici di continuità, riferibili all'intero sistema e a singole aree, con distinzione tra gli incidenti rilevanti di cui al successivo articolo 35 e le altre disalimentazioni:

a) numero medio di disalimentazioni per utente;
b) energia non fornita per le disalimentazioni, assumendo la potenza interrotta costante nei primi 15 minuti e utilizzando, per le interruzioni di durata superiore a 15 minuti, stime in base al diagramma di potenza previsto, secondo criteri di stima trasparenti;
c) energia non ritirata dalle unità di produzione per interruzione del punto di immissione;
d) tempo medio di disalimentazione di sistema pari all'energia non fornita per le disalimentazioni x 60 / potenza nel periodo).

32.2 Gli indici di continuità di cui al comma precedente sono calcolati di norma su base mensile e annuale per le aree definite dal Gestore e separatamente:

a) per origine delle interruzione;
b) per causa delle interruzioni;
c) per stato della configurazione di rete;
d) solo per il numero medio di interruzioni, anche per tipo di interruzione.

32.3 Entro 180 giorni dall'entrata in vigore del Codice di rete, il Gestore della rete definisce, in conformità alle norme tecniche nazionali e internazionali, le modalità di determinazione di indici di qualità della tensione per ciascuna delle caratteristiche indicate al comma 31.1.

32.4 Il Gestore della rete mette a disposizione un sistema di interrogazione on-line sul proprio sito internet degli indici di continuità e di qualità della tensione per l'intero sistema e per aree e pubblica un rapporto annuale nel quale evidenzia gli interventi attuati e previsti per il miglioramento di tali indici.

32.5 Il Gestore della rete prevede nel Codice di rete la comunicazione individuale a ciascun utente dell'elenco completo delle interruzioni da cui è stato interessato, con indicazione per ciascuna interruzione degli elementi di cui al comma 30.1.

Articolo 33
Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione

33.1 Sulla base dei risultati disponibili negli ultimi anni, entro 180 giorni dall'approvazione del Codice di rete, il Gestore della rete definisce i livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'intero sistema, per singole aree e per singolo utente, anche differenziandoli per livelli di tensione.

33.2 I livelli attesi di qualità di cui al comma precedente si intendono rispettati se:

a) per l'intero sistema, il livello effettivo al netto degli incidenti rilevanti di cui all'articolo 36 risulta compreso in una fascia del +/- 5% intorno al livello atteso;
b) per ciascuna area, il livello effettivo al netto degli incidenti rilevanti di cui all'articolo 36 risulta compreso in una fascia del +/- 10% intorno al livello atteso;
c) per i singoli utenti, il livello effettivo al netto degli incidenti rilevanti di cui all'articolo 36 risulta migliore del livello atteso per il 95% dei casi.

33.3 I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'intero sistema e per aree sono relativi agli indici di cui all'articolo 32, comma 32.1. I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per singolo utente sono relativi a:
a) numero massimo annuo di disalimentazioni, separatamente per disalimentazioni brevi e lunghe;
b) durata massima annua delle disalimentazioni lunghe.

33.4 I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione definiti dal Gestore della rete per gli utenti della rete di trasmissione nazionale non possono essere peggiori, a parità di livello di tensione, degli standard di qualità definiti dall'Autorità per i clienti finali e le altre utenze delle reti di distribuzione alimentate in alta tensione.

33.5 Sulla base dei risultati di campagne di misura a campione, il Gestore della rete definisce i livelli attesi di qualità della tensione, anche differenziandoli per livelli di tensione, relativamente a:
a) valore massimo, per singolo utente, del numero annuo di interruzioni transitorie;
b) valore massimo, per singolo utente, del numero di buchi di tensione, separatamente per fasce di durata e fasi coinvolte;
c) valore massimo del livello di distorsione armonica totale;
d) valore massimo del grado di asimmetria della tensione trifase;
e) valore massimo degli indici di severità della fluttuazione della tensione a breve e lungo termine, riferiti alla potenza minima di corto circuito.

33.6 I livelli attesi di qualità del servizio di cui ai commi precedenti proposti dal Gestore della rete e corredati dai criteri utilizzati per la loro determinazione sono approvati dall'Autorità, che può richiedere modifiche ai livelli attesi proposti dal Gestore.

33.7 Il Gestore della rete aggiorna i livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione almeno in occasione di ogni periodo di regolazione della tariffa di trasmissione, comunicandoli all'Autorità con un anticipo di almeno 6 mesi sull'inizio del periodo di regolazione; si applica la procedura di approvazione di cui al comma precedente.

33.8 Nel rapporto annuale di cui al comma 32.4 il Gestore della rete confronta i livelli effettivi degli indici di qualità del servizio di trasmissione per l'intero sistema e per singola area con i corrispondenti livelli attesi; nello stesso rapporto, il Gestore della rete indica il numero degli utenti per i quali non sono rispettati i livelli attesi di qualità per singolo utente, nonché gli interventi mirati alla risoluzione delle situazioni più critiche e i tempi previsti di realizzazione di tali interventi.

33.9 Il Gestore della rete entro 180 giorni dall'approvazione del Codice di rete definisce, almeno, i livelli massimo e minimo del valore efficace della tensione

per il 100% del tempo in condizione di esercizio e di allarme, per ciascun sito di connessione alla rete di trasmissione nazionale. Il Gestore della rete può definire i livelli massimo e minimo della tensione in relazione alla tensione nominale o alla tensione contrattuale.

33.10 Sono fatte salve le prerogative dell'Autorità di determinare con successivi provvedimenti livelli specifici e generali di qualità e indennizzi automatici in caso di mancato rispetto di tali livelli, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) e h), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Articolo 34
Potenza di corto circuito

34.1 Il Gestore della rete definisce nel Codice di rete i criteri per la determinazione dei valori minimo e massimo di potenza di corto circuito convenzionali, in conformità con le norme tecniche vigenti, per le differenti tipologie di guasto, tenendo conto dei possibili scenari di produzione e di stato della rete di trasmissione, inclusi i tempi di indisponibilità degli elementi di rete per manutenzione ordinaria e straordinaria

34.2 Il valore della potenza di corto circuito per ciascun sito di connessione deve essere superiore per il 95% delle ore dell'anno al valore minimo convenzionale.

34.3 Entro 180 giorni dall'approvazione del Codice di rete il Gestore della rete rende disponibili sul proprio sito internet i valori minimi e massimi della potenza di corto circuito convenzionali di cui al comma 34.1 per ciascun sito di connessione.

34.4 Nel rapporto annuale di cui al comma 32.4 il Gestore della rete indica i livelli previsionali a cinque anni di potenza di corto circuito massima e minima ai diversi livelli di tensione, i programmi mirati all'innalzamento della potenza di corto circuito nelle situazioni più critiche e i tempi di realizzazione di detti programmi.

Articolo 35
Incidenti rilevanti

35.1 Una disalimentazione costituisce un incidente rilevante se comporta un livello di energia non servita superiore a 150 MWh e ha una durata superiore a 30 minuti.

35.2 Il Gestore della rete invia all'Autorità un rapporto per ogni incidente rilevante sulla rete di trasmissione nazionale. La struttura e i contenuti di tali rapporti sono indicati nel Codice di rete.

35.3 Con cadenza annuale il Gestore della rete indica gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione nazionale, gli effetti di tali incidenti, le misure adottate per la loro gestione e quelle previste per evitare il ripetersi degli stessi.

Articolo 36
Contratti per la qualità per gli utenti della rete

36.1 Il Gestore della rete e gli utenti della rete possono stabilire contratti per la qualità aventi le caratteristiche indicate agli articoli 37 e 38 del Testo integrato della

qualità del servizio elettrico, approvato con deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04.

Articolo 37
Servizio di interrompibilità

37.1 Il Gestore della rete definisce nel Codice di rete le modalità di gestione dei clienti interrompibili.

37.2 Le interruzioni gestite nell'ambito del servizio di interrompibilità sono computate come interruzioni solo nel caso accidentale in cui provochino interruzione ad altri utenti della rete diversi da quelli che hanno sottoscritto i contratti di interrompibilità.

37.3 Con cadenza annuale il Gestore della rete indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità nel corso dell'anno, con evidenza del numero di utenti interessati, della tipologia di servizi e della loro frequenza e durata, anche con disaggregazione su base regionale.

Titolo 9
Sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale

Articolo 38
Piano di difesa del sistema elettrico

38.1 Il Codice di rete reca il piano di difesa del sistema elettrico adottato dal Gestore della rete con riferimento, almeno:

a) alla predisposizione di procedure manuali ed automatiche per il riconoscimento di condizioni di funzionamento che possano indurre ad un degrado dello stato di funzionamento del sistema elettrico nazionale;

b) alle modalità di gestione, da parte del Gestore della rete, del sistema elettrico in condizioni di allarme, di emergenza, di interruzione e di ripristino del sistema elettrico nazionale;

c) alle procedure che gli utenti della rete sono tenuti ad osservare o ad attuare nelle condizioni di funzionamento del sistema elettrico specificate nella precedente lettera b);

d) alle prestazioni dei sistemi di controllo e di telecomunicazione nelle condizioni di funzionamento del sistema elettrico specificate nella precedente lettera b).

38.2 Con riferimento al comma 38.1, lettera a), il Codice di rete reca, almeno:

a) le specifiche funzionali e le logiche di controllo poste alla base delle procedure per il riconoscimento di situazioni di funzionamento del sistema elettrico suscettibili di evoluzioni degenerative nel rispetto della sicurezza, con riferimento, in particolare:
   i. al mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi;
   ii. alla regolazione della tensione sulle reti elettriche interconnesse;
   iii. allo stato di funzionamento della rete di interconnessione con l'estero;

b) le relative procedure di coordinamento a livello nazionale ed internazionale unitamente ai compiti, ovvero agli obblighi dei diversi soggetti interessati.

38.3 Con riferimento al comma 38.1, lettere b), c) e d), il Codice di rete reca, almeno:

a) le procedure a cui il Gestore della rete è tenuto ad attenersi ai fini della gestione del sistema elettrico nelle condizioni di funzionamento di cui all'articolo 22, indicando, in particolare, l'articolazione delle varie azioni disponibili ivi incluse, tra le altre, gli interventi di controllo sui regolatori di tensione sotto carico dei trasformatori, l'attivazione del piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE) e l'utilizzo del servizio di interrompibilità del carico con e senza preavviso;

b) gli obblighi dei soggetti titolari di unità di produzione e per i soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi relativamente all'attuazione delle azioni di emergenza ivi incluse le azioni relative alla regolazione della tensione, al mantenimento della connessione con le reti elettriche, al rifiuto di carico per i produttori, e al ripristino del servizio in seguito ad interruzioni del medesimo;

c) le modalità di applicazione delle procedure di cui alla precedente lettera a), ivi incluse le modalità per la registrazione delle comunicazioni utilizzate ai fini della citata applicazione.

Titolo 10
Erogazione del servizio di trasmissione

Articolo 39
Regolazione tariffaria del servizio di trasmissione

39.1 La regolazione tariffaria del servizio di trasmissione avviene secondo le disposizioni tariffarie.

PARTE IV
SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Titolo 11
Utenti del dispacciamento

Articolo 40
Utenti del dispacciamento

40.1 Gli utenti del dispacciamento sono gli utenti della rete di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettere a), e b) per i punti di prelievo non compresi nel mercato vincolato, nonché gli utenti della rete di cui al medesimo comma, lettere d) ed e).

40.2 Gli utenti della rete di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettere d) ed e), risultano essere utenti del dispacciamento relativamente al complesso degli impianti dai medesimi gestiti e degli impianti elettrici per la produzione e per il consumo di energia elettrica connessi a detti impianti.

40.3 L'Acquirente unico è utente del dispacciamento per i punti di prelievo nella disponibilità di utenti della rete di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera b), ricompresi nel mercato vincolato.

Titolo 12
Disposizioni tecniche per il dispacciamento

Articolo 41
Obblighi degli utenti del dispacciamento

41.1 Gli utenti del dispacciamento sono tenuti al rispetto delle disposizioni di cui alle condizioni per il dispacciamento e a concludere con il Gestore della rete un contratto per il servizio di dispacciamento secondo le modalità indicate nelle medesime condizioni.

41.2 Gli utenti del dispacciamento sono tenuti all'iscrizione degli impianti elettrici, delle unità di produzione e di consumo di cui risultano essere titolari in appositi registri istituiti dal Gestore della rete secondo le disposizioni contenute nel Codice di rete.

Articolo 42
Punti di dispacciamento

42.1 Un punto di dispacciamento è l'insieme di uno o più punti di immissione o di prelievo in relazione al quale ciascun utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere o a prelevare energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi.

42.2 Il Codice di rete reca, conformemente alle condizioni per il dispacciamento, i criteri per:

a) l'inclusione in un punto di dispacciamento dei punti di immissione relativi ad unità di produzione o dei punti di prelievo relativi ad unità di consumo.

b) le disposizioni tecniche per la gestione, ai fini del dispacciamento, dei punti di dispacciamento corrispondenti a reti interne di utenza o a linee dirette.

Articolo 43

Indisponibilità di capacità produttiva

43.1 Il Codice di rete indica le modalità di gestione delle indisponibilità di capacità produttiva con riferimento, almeno, a:

a) la definizione e la pubblicazione da parte del Gestore della rete dei livelli di disponibilità di capacità produttiva richiesti per ciascun periodo rilevante dell'anno seguente sulla base di proprie previsioni dell'andamento della richiesta di energia elettrica nel territorio nazionale e dello stato di funzionamento della rete rilevante;

b) le modalità di presentazione al Gestore della rete, da parte degli utenti della rete di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera a), dei piani di manutenzione delle unità di produzione;

c) le modalità di verifica, da parte del Gestore della rete, della compatibilità dei piani di manutenzione delle unità di produzione con i livelli di disponibilità di capacità produttiva di cui alla precedente lettera a) con i piani di manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale;

d) le modalità di aggiornamento, in corso d'anno, dei piani di manutenzione di cui alla precedente lettera b).

43.2 La definizione e la pubblicazione dei livelli di disponibilità di capacità produttiva di cui al comma 43.1, lettera a), nonché le modalità di presentazione dei piani di manutenzione delle unità di produzione di cui al medesimo comma, lettera b), devono essere effettuate, almeno, con cadenza annuale.

43.3 Qualora, nella verifica di cui al comma 43.1, lettera c), il Gestore della rete riscontri incompatibilità tra i piani di manutenzione delle unità di produzione con i livelli di disponibilità di capacità produttiva, con i piani di manutenzione delle rete di trasmissione nazionale, nonché con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, il Gestore delle rete modifica detti piani di manutenzione con l'obiettivo di minimizzare le modifiche apportate ai medesimi.

43.4 Il Gestore della rete pone in essere procedure per la verifica ed il controllo dell'effettiva indisponibilità delle unità abilitate nei casi di dichiarazioni di fermata accidentale.

Titolo 13

Disposizioni relative alla produzione del servizio di dispacciamento

Articolo 44

Approvvigionamento e gestione delle risorse per il servizio di dispacciamento

44.1 Ai fini dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, il Gestore della rete definisce nel Codice di rete, in maniera obiettiva, trasparente, non discriminatoria e conformemente ai criteri di cui alle condizioni per il dispacciamento:

a) le tipologie di risorse di cui deve approvvigionarsi per il servizio di dispacciamento;

b) le modalità di determinazione del fabbisogno di ciascuna delle risorse di cui alla precedente lettera a) sulla base delle proprie previsioni di domanda;

c) le caratteristiche tecniche degli impianti, delle apparecchiature e dei dispositivi delle unità di produzione e di consumo rilevanti per l'abilitazione alla fornitura delle risorse di cui alla lettera a);
d) le modalità di verifica e di controllo della costituzione e del mantenimento delle caratteristiche tecniche di cui alla precedente lettera c), ai fini dell'utilizzo delle citate risorse;
e) le modalità tecniche, economiche e procedurali che il Gestore della rete è tenuto a seguire nell'approvvigionamento e nell'utilizzo delle risorse di cui alla lettera a), in applicazione delle disposizioni di cui alle condizioni per il dispacciamento.

44.2 Nell'ambito degli algoritmi di selezione delle offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento il Gestore della rete definisce, nel Codice di rete, i modelli relativi alle rete medesima e le procedure che consentano una rappresentazione il più possibile accurata delle interazioni tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica ed i flussi di potenza ad essi corrispondenti sulla rete rilevante, nonché dei parametri tecnici di funzionamento delle unità di produzione abilitate alla fornitura delle risorse di cui al comma 44.1, lettera a).

44.3 Gli algoritmi, modelli di rete e procedure di cui al comma 44.2 prevedono la rappresentazione esplicita delle interdipendenze tra le immissioni e i prelievi in ciascun nodo della rete rilevante e i flussi di potenza su tutti gli elementi della medesima rete, ed utilizzano le migliori tecniche e i più adeguati strumenti di ottimizzazione allo stato dell'arte.

Articolo 45
Disposizioni relative ad unità di produzione o di consumo rilevanti

45.1 Gli utenti del dispacciamento nella cui disponibilità si trovano unità di produzione o di consumo rilevanti sono tenuti alla predisposizione dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione delle predette unità nei sistemi di controllo del Gestore della rete secondo quanto specificato nel Codice di rete.

45.2 Gli utenti del dispacciamento nella cui disponibilità si trovano unità di produzione rilevanti sono tenuti rendere disponibile al Gestore della rete nel mercato per il servizio di dispacciamento tutta la potenza disponibile dell'unità di produzione secondo quanto specificato nel Codice di rete.

45.3 Il Codice di rete reca, conformemente alle condizioni per il dispacciamento, le modalità di determinazione della potenza disponibile di cui al comma 45.2.

Titolo 14
Unità di produzione essenziali per la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale

Articolo 46
Unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

46.1 Con riferimento alle unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, il Codice di rete deve indicare, almeno:

a) i criteri, compatibilmente ai relativi criteri stabiliti nelle condizioni per il dispacciamento, per la definizione delle predette unità;
b) le modalità di determinazione e di comunicazione dei vincoli afferenti le predette unità potendo distinguere le medesime in raggruppamenti omogenei sulla base del trattamento economico delle stesse definito nelle condizioni per il dispacciamento.

Articolo 47
Registrazione, archiviazione e comunicazione di dati e informazioni relative alle unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

47.1 Il Codice di rete deve indicare, in conformità alle condizioni per il dispacciamento, le modalità di registrazione, archiviazione e comunicazione di dati e informazioni relative alle unità di produzione essenziali per la sicurezza che il Gestore della rete è tenuto a seguire con riferimento, almeno:
a) ai periodi rilevanti dell'anno in cui dette unità sono risultate essenziali per la sicurezza, ivi incluse le relative motivazioni;
b) alla produzione netta immessa in rete dalle unità di produzione essenziali per la sicurezza in ciascuno dei periodi rilevanti dell'anno di cui alla precedente lettera a) in cui ciascuna unità è risultata essenziale per la sicurezza;
c) ai programmi finali relativi alle unità di produzione essenziali per la sicurezza in ciascuno dei periodi rilevanti dell'anno di cui alla precedente lettera a) in cui ciascuna unità è risultata essenziale per la sicurezza;
d) ai periodi di indisponibilità programmata ed accidentale nell'anno di ciascuna unità di produzione è risultata essenziale per la sicurezza.

Titolo 15
Zone della rete rilevante

Articolo 48
Suddivisione della rete rilevante in zone

48.1 Il Gestore della rete, in conformità alle disposizioni di cui alle condizioni per il dispacciamento, è tenuto ad indicare nel Codice di rete la suddivisione della rete rilevante in zone.

48.2 Le zone della rete rilevante sono definite dal Gestore della rete secondo le modalità di cui alle condizioni per il dispacciamento e in maniera tale che:
a) la capacità di trasporto tra le zone risulti inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti, sulla base delle previsioni degli esiti del mercato elettrico formulate dal Gestore della rete;
b) l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non dia luogo a congestioni all'interno di ciascuna zona nelle prevedibili situazioni di funzionamento;

c) la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna zona non abbia significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

48.3 Con riferimento alla suddivisione della rete rilevante in zone il Codice di rete reca le informazioni circa le ipotesi ed i criteri utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone e per la determinazione dei limiti di trasporto. Dette informazioni comprendono almeno:
a) la descrizione di situazioni caratteristiche di funzionamento del sistema elettrico, con possibili schemi di rete rilevante anche in relazione ai piani di indisponibilità programmata degli elementi di rete;
b) la valutazione quantitativa dell'impatto di variazioni incrementali, anche potenziali, nelle immissioni o nei prelievi all'interno della zona sull'utilizzo della capacità di trasporto tra le zone nelle situazioni di funzionamento di cui alla precedente lettera a);
c) il modello e le ipotesi utilizzate dal Gestore della rete per la previsione dell'esito del mercato e dei corrispondenti flussi sulla rete rilevante.

Titolo 16
Erogazione del servizio di dispacciamento

Articolo 49
Regolazione economica del servizio di dispacciamento

49.1 La regolazione economica del servizio di dispacciamento avviene secondo le disposizioni di cui alle condizioni per il dispacciamento.

PARTE V
SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA ELETRICA

Titolo 17
Utenti della misura

Articolo 50
Utenti del servizio di misura dell'energia elettrica

50.1 Gli utenti del servizio di misura dell'energia elettrica erogato dal Gestore della rete sono gli utenti della rete di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettere a), per le unità di produzione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale.

Titolo 18
Disposizioni tecniche per la misura dell'energia elettrica

Articolo 51
Disposizioni tecniche per la misura dell'energia elettrica

51.1 Il Codice di rete contiene le disposizioni tecniche relative alle apparecchiature di misura dell'energia elettrica ai fini del computo dei quantitativi di energia elettrica

per quanto attiene ai servizi di trasmissione e di dispacciamento in corrispondenza di:

a) unità di produzione e di consumo connesse alla rete di trasmissione nazionale e, comunque, in corrispondenza di unità di produzione e di consumo rilevanti connesse a alle reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse a reti interne di utenza;
b) punti di interconnessione tra le rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione direttamente connesse alla medesima rete;
c) circuiti di interconnessione della rete di trasmissione nazionale con altre reti elettriche o reti elettriche gestite da soggetti diversi dal Gestore della rete.

51.2 Le disposizioni tecniche relative alle apparecchiature di misura devono indicare i requisiti funzionali minimi cui devono essere conformate le apparecchiature di misura e sono predisposte con l'obiettivo di consentire l'impiego di apparecchiature di misura realizzate da costruttori diversi. Non è consentito l'impiego di standard tecnici, tali da creare condizioni di esclusività nella fornitura delle apparecchiature di misura. Detti requisiti funzionali devono riguardare, almeno:

a) la classe di precisione dei complessi di misura;
b) il periodo di integrazione delle misure;
c) la possibilità di modificare la programmazione delle fasce orarie secondo quanto definito dall'Autorità anche mediante funzioni di programmazione a distanza.

51.3 Le disposizioni tecniche relative alle apparecchiature di misura devono, inoltre, contenere indicazioni al fine di:

a) assicurare il funzionamento delle funzioni di registrazione delle misure, nonché la adeguata capacità di memoria per l'immagazzinamento dei dati tale da permettere il recupero di dati relativi, almeno, al bimestre precedente al mese a cui la rilevazione delle misure si riferisce;
b) garantire la riservatezza e l'integrità delle misure rilevate e registrate nelle apparecchiature di misura, anche attraverso procedure di accesso protetto ai dati;
c) prevenire le frodi di natura meccanica, anche attraverso la sigillatura delle apparecchiature di misura;
d) garantire la sincronizzazione delle apparecchiature di misura con un unico riferimento;
e) individuare le caratteristiche dei mezzi tecnici utilizzabili per la lettura dei dati in loco da parte dell'utente della rete e in remoto, ivi inclusi i protocolli di comunicazione;
f) prevedere la localizzazione di punti di misura dell'energia elettrica interni a reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero, ai soli fini del dispacciamento, punti di misura dell'energia eletrica interni a reti interne d'utenza;

g) disciplinare le modalità di accesso alle misure da parte del Gestore della rete, degli utenti della rete e, nel caso di punti di misura localizzati su reti diverse dalla rete di trasmissione nazionale, da parte dei soggetti gestori di tali reti, prevedendo l'adozione di caratteristiche tecniche e di politiche di sicurezza volte a garantire l'integrità e la riservatezza delle misure medesime;
h) poter essere elaborate, applicate e aggiornate dal Gestore della rete nel rispetto dei principi di trasparenza e di non discriminazione fra gli utenti della rete e devono essere compatibili con la possibilità di conferire a soggetti diversi dai gestori delle reti le responsabilità delle attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature e delle attività di rilevazione e registrazione dei dati;
i) prevedere la conformità delle apparecchiature di misura alla vigente normativa tecnica, in particolare a quella emanata dal CEI, qualora ciò sia possibile e non osti all'applicazione delle presenti direttive.

Titolo 19
Erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica

Articolo 52
Regolazione tariffaria del servizio di misura dell'energia elettrica

52.1 La regolazione tariffaria del servizio di misura dell'energia elettrica erogato dal Gestore della rete è effettuata secondo le disposizioni tariffarie.

PARTE VI
SERVIZIO DI AGGREGAZIONE DELLE MISURE DELL'ENERGIA ELETRICA AI FINI DEL DISPACCIAMENTO

Titolo 20
Utenti del servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento

Articolo 53
Utenti dell'aggregazione delle misure ai fini della quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento

53.1 Gli utenti del servizio di aggregazione e di elaborazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento sono gli utenti del dispacciamento di cui all'articolo 40.

Titolo 21
Disposizioni tecniche per l'aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento

Articolo 54
Responsabile del servizio di aggregazione delle misure ai fini della quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento

54.1 Il Gestore della rete è responsabile del servizio di aggregazione e di elaborazione delle misure dell'energia elettrica ai fini della quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento come stabilito nelle condizioni per il dispacciamento e svolge tale servizio avvalendosi dell'opera di terzi.

54.2 Il Codice di rete reca le modalità di svolgimento e di erogazione del servizio secondo quanto definito nelle condizioni per il dispacciamento, ivi incluse le modalità e le tempistiche:
- a) per l'acquisizione da parte del Gestore della rete delle misure dell'energia elettrica dai soggetti responsabili della rilevazione e della registrazione delle misure ai sensi dell'articolo 35 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- b) di elaborazione delle misure dell'energia elettrica relativamente alla conformazione dei punti di dispacciamento;
- c) relative all'aggregazione, delle misure e della messa a disposizione dei dati aggregati.

54.3 Il Codice di rete reca:
- a) i requisiti minimi di precisione dei dati comunicati al responsabile dell'aggregazione delle misure da parte dei responsabili delle attività di rilevazione e di registrazione delle misure;
- b) i criteri di ricostruzione dei dati di misura da adottare in occasione di indisponibilità dei dati di misura registrati nell'apparecchiatura di misura per guasti tecnici al misuratore stesso o al sistema di rilevazione;

c) le modalità di comunicazione all'utente della Rete interessato dalla avvenuta ricostruzione dei dati di misura in sostituzione del dato reale indisponibile.

54.4 Il Codice di rete reca le modalità che il Gestore della rete utilizza per l'avvalimento di cui al comma 54.1, nonché la disciplina dei rapporti intercorrenti tra il Gestore della rete e i soggetti terzi di cui al medesimo comma.

Articolo 55
Avvalimento dell'opera di terzi

55.1 Le modalità di selezione dei soggetti terzi di cui il Gestore della rete si avvale per l'erogazione del servizio di aggregazione e di elaborazione delle misure dell'energia elettrica sono stabilite nelle condizioni per il dispacciamento.

Titolo 22
Erogazione del servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento

Articolo 56
Regolazione economica del servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento

56.1 La regolazione economica del servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento è effettuata secondo le condizioni per il dispacciamento.

PARTE VII
OBBLIGHI INFORMATIVI

Articolo 57
Obblighi generali

57.1 Il Codice di rete disciplina gli obblighi informativi posti in capo al Gestore della rete, agli utenti della rete, nonché ai titolari di porzione di rete di trasmissione nazionale, sulla base delle condizioni stabilite dall'Autorità ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99, ed individua altresì i dati e le relative modalità e tempistiche di comunicazione dei medesimi dati che devono essere scambiati tra i predetti soggetti.

Articolo 58
Obblighi informativi degli Utenti della rete

58.1 Il Codice di rete reca gli elementi caratteristici e le modalità di comunicazione al Gestore della rete:
a) della documentazione tecnica riguardante gli impianti elettrici connessi alla rete di trasmissione nazionale;
b) delle informazioni necessarie alla predisposizione di specifici regolamenti di esercizio relativi ai siti di connessione.

Articolo 59
Dati e informazioni riguardanti la rete di trasmissione nazionale

59.1 Il Gestore della rete è tenuto a rendere disponibile agli utenti della rete, nel rispetto dei limiti posti da esigenze di sicurezza nazionale e di riservatezza delle informazioni di cui all'art. 3, comma 2 del decreto legislativo n. 79/99, le informazioni necessarie all'individuazione della topologia della rete di trasmissione nazionale e degli stati di funzionamento più comuni della medesima rete. Tali dati e informazioni devono indicare, almeno:

a) rappresentazione geografica completa della rete di trasmissione nazionale secondo l'ambito definito dal decreto 25 giugno 1999 come modificato e integrato, unitamente alla informazioni relative all'ubicazione degli impianti elettrici e alle stazioni principali in modalità topografica;
b) l'elenco delle stazioni elettriche, unitamente all'indicazione di produzioni e carichi equivalenti connessi alle medesime stazioni;
c) l'elenco delle linee elettriche unitamente alle caratteristiche elettriche delle medesime;
d) la configurazione della rete elettrica di interconnessione con l'estero;
e) la configurazione di funzionamento della rete di trasmissione nazionale unitamente alle immissioni e ai prelievi equivalenti di energia elettrica afferenti alle stazioni elettriche di cui alla lettera a), e agli schemi di esercizio delle linee e delle stazioni elettriche.

59.2 Il Gestore della rete è tenuto a rendere disponile, con cadenza giornaliera, lo stato operativo della rete di trasmissione nazionale.

59.3 Il Codice di rete reca le modalità di messa a disposizione degli utenti della rete dei dati e delle informazioni di cui ai commi 12.1 e 12.2.

59.4 Gli stati di funzionamento più comuni degli elementi costituenti la rete di cui al comma 12.1 devono essere determinati su base stagionale e con riferimento alle condizioni di carico più comuni del sistema elettrico nazionale. Tali dati e le informazioni devono essere aggiornati in seguito variazioni significative della consistenza e delle condizioni di funzionamento della rete di trasmissione nazionale.

59.5 Il Gestore della rete comunica, altresì, annualmente all'Autorità:

a) l'elenco completo delle disalimentazioni registrate, corredate di tutti gli elementi di cui all'articolo 30, comma 301;
b) i risultati delle campagne di misura delle caratteristiche della tensione di cui all'articolo 31, comma 31.1
c) i livelli minimo e massimo della potenza di corto circuito trifase per ogni sito di connessione;
d) i livelli minimo e massimo del valore efficace della tensione per ogni sito di connessione;
e) le caratteristiche dei contratti per la qualità stipulati.

Articolo 60
Limiti di trasporto tra le zone e fabbisogno del sistema elettrico

60.1 Il Codice di rete reca le ipotesi e le metodologie utilizzate, nonché le modalità che il Gestore della rete è tenuto a seguire per l'elaborazione e la pubblicazione, entro il 30 settembre di ogni anno, della previsione:

a) riferita all'anno solare successivo, dei limiti di trasporto tra le zone, eventualmente differenziati per i diversi periodi dell'anno;
b) del fabbisogno del sistema elettrico nazionale a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi;
c) della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda prevista a garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e degli approvvigionamenti, nel rispetto degli indirizzi formulati dal Ministro delle attività produttive di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99.

60.2 Il Gestore della rete definisce e pubblica con cadenza giornaliera, a valere per il giorno successivo, i valori dei limiti di trasporto tra le zone, eventualmente differenziati nei diversi periodi rilevanti.

60.3 Il Codice di rete reca le modalità di pubblicazione delle informazioni stabilite nelle condizioni per il dispacciamento relativamente all'utilizzo della rete rilevante nel corso dello svolgimento del dispacciamento di merito economico.

Articolo 61
Gestione in tempo reale del sistema elettrico nazionale

61.1 Il Codice di rete disciplina gli obblighi informativi posti in capo al Gestore della rete, agli utenti della rete, nonché ai titolari di porzione di rete di trasmissione nazionale, al fine della definizione e della gestione dati e delle informazioni di carattere tecnico ed operativo necessari alla gestione del sistema elettrico nazionale in tempo reale.

Articolo 62
Statistiche e bilancio energetico del sistema elettrico nazionale

62.1 Il Gestore della rete è tenuto ad effettuare, con cadenza annuale, la compilazione del bilancio energetico del sistema elettrico nazionale.

62.2 Il Codice di rete indica le ipotesi, i criteri e le modalità adottate dal Gestore della rete per la compilazione del bilancio energetico del sistema elettrico nazionale, ivi inclusi gli obblighi intestati agli utenti della rete ai fini della predetta compilazione.

62.3 Il Gestore della rete è tenuto, altresì, alla compilazione e alla pubblicazione, con cadenza mensile, di bilanci energetici del sistema elettrico nazionale riferito a due mesi precedenti a quello di pubblicazione. Tali stime potranno essere riviste dal Gestore della rete in sede di compilazione del bilancio energetico annuale di cui al comma 62.1.

Titolo 23
Adozione ed applicazione del Codice di rete

Articolo 63
Adozione del Codice di rete

63.1 Il Gestore della rete sottopone all'Autorità il Codice di rete per la verifica dell'aderenza dei contenuti del medesimo alle disposizioni di cui alle presenti direttive, nonché alle finalità di garanzia per tutti gli utenti della rete della libertà di accesso a parità di condizioni, dell'imparzialità e della neutralità dei servizi di trasmissione e di dispacciamento, nel perseguimento degli obiettivi di sicurezza, economicità e utilizzazione efficiente delle risorse.

63.2 Ai fini della verifica di cui al comma 63.1, il Gestore della rete trasmette all'Autorità il Codice di rete, ovvero i successivi aggiornamenti, unitamente a:
- a) relazioni tecniche che illustrino le motivazioni poste alla base delle soluzioni previste;
- b) la documentazione acquisita e prodotta nel corso del procedimento per la predisposizione del Codice di rete o degli eventuali aggiornamenti;
- c) le eventuali osservazioni dei soggetti interessati.

63.3 L'Autorità si pronuncia entro novanta (90) giorni dal ricevimento della documentazione di cui al comma 63.2. Trascorso inutilmente tale termine, il Codice di rete si intende positivamente verificato da parte dell'Autorità.

63.4 Il Codice di rete verificato ai sensi dei commi precedenti entra in vigore con decorrenza dalla pubblicazione che il Gestore della rete effettua nel proprio sito *internet* entro e non oltre cinque (5) giorni successivi a quello di comunicazione degli esiti delle verifiche da parte dell'Autorità e da parte del Ministero delle attività produttive ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004.

63.5 Il Gestore della rete rivede, periodicamente o in seguito al verificarsi di eventi rilevanti, anche su richiesta dell'Autorità, ovvero del Comitato di consultazione, il Codice di rete al fine di tenere conto di mutate condizioni tecniche, di mercato e di modifiche normative.

63.6 Le proposte di modifica ed integrazione al Codice di rete formulate dal Comitato di consultazione sono trasmesse all'Autorità per le valutazioni di propria competenza.

Articolo 64
Deroghe all'applicazione del Codice di rete

64.1 Il Gestore della rete istituisce ed aggiorna il registro delle deroghe al Codice di rete contenente gli atti e i riferimenti documentali relativi al riconoscimento delle deroghe di cui ai seguenti commi.

64.2 Il Gestore della rete, anche a seguito di motivata richiesta di un utente della rete, può accordare, con riferimento ad uno specifico sito di connessione, deroghe all'applicazione delle disposizioni tecniche per la connessione di cui all'articolo 6 che comportino esclusivamente una variazione quantitativa dei parametri indicati nella singola disposizione senza modificarne la prescrizione. Le deroghe sono

comunicate all'Autorità e agli utenti della rete interessati e registrate a cura del Gestore della rete nel Registro delle deroghe al Codice di rete.

64.3 Le deroghe al Codice rete relative alle prescrizioni in esso contenute devono essere approvate dall'Autorità su proposta del Gestore della rete. Tali deroghe si intendono approvate una volta trascorsi 30 giorni dal ricevimento della proposta del Gestore della rete.

64.4 Il Gestore della rete ha la facoltà di disporre deroghe temporanee ad alcune disposizioni del Codice di rete nei casi in cui la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale possa risultare compromessa dall'applicazione delle medesime disposizioni. Il Gestore della rete dà motivata e tempestiva comunicazione all'Autorità e agli utenti della rete interessati delle citate deroghe, della loro presumibile durata massima. Il Gestore della rete è tenuto al ripristino delle disposizioni oggetto di deroga nel minor tempo possibile.

Articolo 65
Violazioni delle disposizioni contenute nel Codice di rete e soluzione delle controversie

65.1 Il Codice di rete deve contenere procedure da applicare in caso di mancato rispetto da parte dell'utente di rete dei limiti posti a base del medesimo codice sino a prevedere il diniego dell'accesso alle reti.

65.2 Il Gestore vigila sul rispetto del Codice di rete, individua le eventuali violazioni unitamente alle relative responsabilità e ne informa tempestivamente l'Autorità.

65.3 Qualora nell'applicazione del Codice di rete insorgano controversie tra i soggetti interessati, l'Autorità, fermo restando quanto disposto dall'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481, procede ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della medesima legge, avvalendosi delle informazioni fornite dal Gestore in conformità al precedente comma 7.2.

Titolo 24
Disposizioni finali

Articolo 66
Rapporti in merito all'applicazione del Codice di rete

66.1 Il Gestore della rete, con cadenza almeno semestrale, predispone e trasmette all'Autorità e al Ministero delle attività produttive un rapporto recante l'analisi relativa all'applicazione del Codice di rete.

Articolo 67
Prima attuazione del Codice di rete

67.1 Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano per il periodo di prima attuazione del Codice di rete.

67.2 Limitatamente all'anno 2005:

a) non sono soggetti alle disposizioni di cui al presente provvedimento gli utenti della rete di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettere d) ed e), ed, inoltre non si applicano le disposizioni di cui:
   i. all'articolo 13;
   ii. all'articolo 40, comma 40.2;
   iii. all'articolo 42, comma 42.2, lettera b);
b) ai fini del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, le unità di produzione e di consumo si intendono connesse a reti con obbligo di connessione di terzi anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza.

67.3 Il Gestore della rete, in occasione della prima redazione del Codice di rete, ha facoltà di proporre che la disciplina della registrazione delle disalimentazioni di cui all'articolo 30, comma 30.1, si applichi con limitazioni geografiche, non superiori al 5% del numero dei siti di connessione, provvisoriamente fino al 31 dicembre 2006.

67.4 Il Gestore della rete, entro 90 giorni dall'approvazione del Codice di rete, in seguito ad opportuno procedimento di consultazione con i soggetti interessati, trasmette all'Autorità un piano per la realizzazione delle campagne di rilevazione della qualità della tensione di cui all'articolo 31, comma 31.1. Tale piano deve prevedere almeno che le campagne siano avviate al massimo entro un anno dall'approvazione del Codice di rete. Il Gestore della rete pubblica sul proprio sito internet il piano proposto; qualora l'Autorità non si pronunci entro 30 giorni dalla pubblicazione, il piano si intende approvato.

67.5 Le disposizioni relative ai livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione di cui all'articolo 33, commi dal 33.1 al 33.4, decorrono dall'1 gennaio 2006. I livelli attesi di qualità della tensione cui all'articolo 33, comma 33.5, sono presentati al più tardi in occasione dell'aggiornamento relativo al periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, con l'anticipo di cui al comma 33.6.

67.6 L'obbligo di registrazione delle interruzioni transitorie sulle linee su cui sono installate protezioni automatiche tripolari con cicli di apertura e chiusura di durata inferiore o uguale a 1 secondo, di cui all'articolo 30, comma 30.1, lettera a) punto iii), decorre dall'1 gennaio 2007.

67.7 Per gli anni 2005 e 2006, la soglia di ore annue di cui all'articolo 34, comma 34.2, è posta pari a 90%.

Articolo 68
Disposizioni finali

68.1 Il Codice di rete dovrà prevedere che l'utilizzazione della rete di trasmissione nazionale per scopi estranei al servizio elettrico non può in alcun modo comportare vincoli o restrizioni, sia funzionali sia in termini di condivisione delle infrastrutture, all'utilizzo della rete stessa nei siti di connessione per le finalità di cui al decreto legislativo n. 79/99.

05A00465

DELIBERAZIONE 30 dicembre 2004.

Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2005 di componenti e parametri della tariffa elettrica e dei parametri *Rt* e *Ct*. (Deliberazione n. 252/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 dicembre 2004

- Visti:
  - la legge 14 novembre 1995, n. 481;
  - la legge 23 dicembre 1998, n. 448;
  - il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
  - la legge 28 ottobre 2002, n. 238, di conversione in legge del decreto legge 4 settembre 2002, n. 193;
  - la legge 17 aprile 2003, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25;
  - la legge 27 ottobre 2003, n. 290, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239;
  - il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
  - la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314 (di seguito: legge n. 368/03);
  - la legge 23 agosto 2004, n. 239;
  - la legge 30 dicembre 2004, n. 311 (di seguito: legge finanziaria 2005);
  - il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
  - il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
  - il decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972, n. 633, come successivamente modificato e integrato;
  - il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6;
  - il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995;
  - il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 15 gennaio 1999;
  - il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000, come modificato con il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 17 aprile 2001;
  - il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 11 novembre 1999, come modificato e

integrato con il decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 18 marzo 2002;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 31 ottobre 2002;
- il decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, 10 settembre 2003;
- il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico e direttive alla medesima società;
- il decreto del Ministro delle attività produttive 6 agosto 2004;
- il decreto del Ministro delle attività produttive 17 dicembre 2004, recante modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2005(di seguito: decreto del Ministro delle attività produttive 17 dicembre 2004);
- il decreto del Ministro delle attività produttive 24 dicembre 2004, recante determinazione delle modalità di vendita dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, per l'anno 2005 (di seguito: decreto del Ministro delle attività produttive 24 dicembre 2004).

• Viste:
  - la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 70/97), e in particolare le deliberazioni dell'Autorità 25 febbraio 1999, n. 24/99 (di seguito: deliberazione n. 24/99), 28 dicembre 2000, n. 244/00 (di seguito: deliberazione n. 244/00), 27 febbraio 2002, n. 24/02 (di seguito: deliberazione n. 24/02), 24 settembre 2003, n. 109/03, 27 marzo 2004, n. 46/04, 25 giugno 2004, n. 103/04 (di seguito: deliberazione n. 103/04) e 29 settembre 2004, n. 171/04 (di seguito: deliberazione n. 171/04);
  - la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 5/04);
  - il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione, n. 5/04, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Testo Integrato);
  - la deliberazione dell'Autorità 6 febbraio 2004, n. 13/04 (di seguito: deliberazione n. 13/04);
  - la deliberazione dell'Autorità 27 maggio 2004, n. 79/04;
  - la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 135/04;
  - la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2004, n. 224/04;
  - la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2004, n. 231/04 (di seguito: deliberazione n. 231/04);
  - la deliberazione dell'Autorità 24 dicembre 2004, n. 237/04.

• Viste:
  - la comunicazione dell'Acquirente unico del 24 settembre 2004, prot. Autorità n. 021120 del 27 settembre 2004 (di seguito: comunicazione dell'Acquirente unico 24 settembre 2004);

- la comunicazione dell'Acquirente unico del 27 ottobre 2004, prot. Autorità n. 023686 del 28 ottobre 2004 (di seguito: comunicazione dell'Acquirente unico 27 ottobre 2004);
- la comunicazione del Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete) 9 dicembre 2004, prot. Autorità n. 027427, del 10 dicembre 2004;
- la comunicazione congiunta della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa) e del Gestore della rete in data 10 dicembre 2004, prot. Autorità n. 027835 del 14 dicembre 2004;
- la comunicazione della Cassa del 13 dicembre 2004, prot. Autorità n. 027744, del 14 dicembre 2004;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 23 dicembre 2004, prot. Autorità n. 028677 del 27 dicembre 2004;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 28 dicembre 2004, prot. Autorità n. 028981 del 29 dicembre 2004;
- la comunicazione del Gestore della rete 29 dicembre 2004, prot. Autorità n. 028939 del 29 dicembre 2004.

• Considerato che:
  - gli elementi PC e OD della componente CCA a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, sono fissati, in ciascun trimestre, in modo tale da coprire i costi stimati per l'approvvigionamento dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente unico;
  - l'articolo 33, comma 33.3, lettera a) del Testo integrato prevede che, ai fini delle determinazioni di cui al precedente alinea, l'Acquirente unico invii all'Autorità entro 20 giorni dall'inizio di ciascun trimestre la stima dei propri costi unitari di approvvigionamento relativi a ciascuno dei quattro trimestri successivi, articolata per fascia oraria;
  - ai sensi l'articolo 33, comma 33.3, lettera b) del Testo integrato, entro 30 giorni dalla fine di ciascun trimestre, l'Acquirente unico è tenuto ad inviare all'Autorità, la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico nel medesimo periodo;
  - relativamente al periodo aprile - ottobre 2004, sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico, non si evidenziano scostamenti di rilievo tra i costi effettivamente sostenuti dal medesimo Acquirente unico per l'approvvigionamento di energia elettrica ed i costi stimati dall'Autorità nella determinazione dell'elemento PC della componente CCA;
  - relativamente al periodo aprile - ottobre 2004, sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico e dal Gestore della rete, non si evidenziano scostamenti di rilievo tra i costi effettivamente sostenuti dal medesimo Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento ed i costi stimati dall'Autorità nella determinazione dell'elemento OD della componente CCA;
  - l'Acquirente Unico non ha ancora trasmesso il rendiconto circa i costi sostenuti nell'anno 2004 per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato e il budget relativo all'anno 2005;
  - con la deliberazione n. 171/04, l'Autorità ha quantificato in via preliminare il livello dei costi riconosciuti all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e

vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato per l'anno 2004, pari a circa 8,2 milioni di euro;

- sulla base della comunicazione dell'Acquirente unico del 27 ottobre 2004, è possibile quantificare, relativamente all'attività di compravendita dell'energia elettrica di cui alla deliberazione n. 13/04 svolta dalla medesima società nel I trimestre dell'anno 2004, un margine economico lordo pari a circa 5,2 milioni di euro, ulteriore rispetto a quanto evidenziato nella precedente comunicazione dell'Acquirente unico del 24 settembre 2004;
- la componente UC1, di cui al comma 1.1 del Testo integrato, destinata a coprire gli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, è attualmente pari a zero;
- solamente nel corso dell'anno 2005 sarà possibile quantificare con certezza gli oneri derivanti dagli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, relativamente all'anno 2004;
- gli oneri derivanti dall'articolo 4 della legge n. 368/03, a partire dall'anno 2005, sono stati posti in capo al Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale, istituito con deliberazione n. 231/04;
- ai sensi dell'articolo 1, comma 298 della legge finanziaria 2005, a decorrere dall'1 gennaio 2005 è assicurato un gettito annuo pari a 100 milioni di euro mediante il versamento all'entrata del bilancio dello Stato di una quota pari al 70 per cento degli importi derivanti dall'applicazione dell'aliquota della componente della tariffa elettrica di cui all'articolo 4 della legge n. 368/03, nonché di una ulteriore quota che assicuri il predetto gettito a valere sulle entrate derivanti dalla componente tariffaria A2;
- in ragione di quanto al precedente alinea e nell'ipotesi di mantenere stabili gli oneri connessi al finanziamento delle attività residue, si registrerebbe un sensibile aumento degli oneri a carico della componente A2;
- sulla base delle informazioni rese disponibili dalla Cassa circa la situazione dei conti di gestione di cui al comma 59.1 del Testo integrato e tenuto conto della revisione delle esigenze di gettito dei conti medesimi sulla base della vigente normativa:
    - i) il gettito della componente A2, a copertura degli oneri in capo al Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, in attesa di una più precisa quantificazione degli oneri relativi all'attività della società Sogin e tenuto conto dell'istituzione della componente MCT, può essere transitoriamente dimensionato per far fronte prevalentemente agli oneri derivanti dalla legge finanziaria 2005;
    - ii) il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente A3, tenuto conto degli effetti attesi del decreto del Ministro delle attività produttive 24 dicembre 2004 e dei residui di competenza dell'anno 2004, evidenzia previsioni di oneri in linea con le attese di gettito garantite dalle aliquote vigenti;
    - iii) il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, alimentato dalla componente A4, evidenzia previsioni di oneri di competenza dell'anno 2005 superiori al gettito garantito dalle attuali aliquote unitarie della richiamata componente A4;

iv) il Conto per la reintegrazione delle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione dell'energia elettrica nella transizione, finanziato dalla componente A6, evidenzia, nel medio periodo, esigenze di gettito superiori a quelle garantite dalle attuali aliquote della medesima componente A6;

v) il Conto oneri per certificati verdi, finanziato dall'elemento VE, evidenzia accantonamenti già realizzati nel corso degli anni 2003 e 2004, che consentono una sostanziale riduzione dell'aliquota unitaria;

- l'Autorità in data 25 giugno 2004 ha inviato una segnalazione al Governo e al Parlamento in materia di istituzione di nuovi oneri generali afferenti al sistema elettrico, relativi:
  i) alle integrazioni tariffarie da corrispondere alle imprese elettriche minori;
  ii) alle "misure di compensazione territoriale" di cui all'articolo 4, comma 1, del decreto legge n. 314/03;
- con deliberazione n. 231/04, l'Autorità ha istituito la componente tariffaria MCT, destinata ad essere applicata a ciascun kWh consumato da clienti finali ovvero dalle imprese di distribuzione e trasmissione limitatamente agli usi finali delle medesime, in attuazione delle disposizioni della legge n. 368/03.

• Considerato che:
  - la determinazione dell'indice gas nel prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, di cui all'allegato n. 1 della deliberazione dell'Autorità n. 24/99, è stato modificato con la deliberazione n. 24/02 che ha sostituito, a partire dal mese di gennaio 2002, le quotazioni mensili, espresse in US$/barile (Fob Breakeven Price - ARA), dei due greggi denominati Algeria-Saharan Blend e Lybia- Zuetina con valori calcolati a partire dalla tipologia Arabian Light e Iranian Light, in quanto le prime due quotazioni non sono state più pubblicate, a partire dall'1 gennaio 2002, dal bollettino *Platt's Oilgram Price Report*;
  - a partire dal mese di settembre 2004 il bollettino Platt's Oilgram Price Report ha ripreso a pubblicare le quotazioni mensili, espresse in US$/barile (Fob Breakeven Price - ARA), dei due greggi denominati Algeria-Saharan Blend e Lybia-Zuetina;
  - l'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97, stabilisce che il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è determinato come prodotto tra il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali (Rt) e il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt);
  - l'articolo 2, comma 2.2, della deliberazione n. 244/00 fissa il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali (Rt) pari a 2260 kcal/kWh, modificando il valore di 2290 kcal/kWh precedentemente fissato dall'articolo 6, comma 6.7, della deliberazione n. 70/97;
  - il consumo specifico medio per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali è ulteriormente migliorato a seguito dell'entrata in esercizio di un numero significativo di impianti di produzione di energia elettrica, nuovi o potenziati o rifatti, di elevata efficienza rispetto a quelli esistenti;

- una stima prudenziale del consumo specifico medio riferito alla produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali, valutata in base alla tipologia e alle prestazioni degli impianti di produzione di energia elettrica, nuovi o potenziati o rifatti, entrati in esercizio nel corso dell'anno 2004, porta a ritenere conseguibile un miglioramento di almeno 30 kcal/kWh;
- rispetto al valore preso a riferimento nella deliberazione n. 171/04, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione in aumento superiore al 3%.

- Ritenuto opportuno:
  - dati gli esiti delle procedure d'asta concluse dall'Acquirente Unico per la sottoscrizione di contratti differenziali e le previsioni del medesimo Acquirente Unico relativamente all'andamento dei costi attesi di approvvigionamento di energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2005 in relazione alla composizione del proprio portafoglio acquisti, modificare in aumento la stima del costo medio annuo di approvvigionamento dell'Acquirente unico rispetto al quarto trimestre dell'anno 2004, adeguando conseguentemente il valore dell'elemento PC;
  - date le previsioni formulate per l'anno 2005 dal Gestore della rete relativamente agli oneri attesi di dispacciamento, adeguare prudenzialmente il livello dell'elemento OD a tali previsioni;
  - adeguare il valore dell'elemento VE e delle componenti tariffarie A2, A4 e A6;
  - attivare, fissando le aliquote a livello prudenziale, la componente UC1;
  - quantificare in via preliminare, anche ai fini della determinazione del prezzo di cessione di cui al comma 30.1 del Testo integrato, il livello dei costi riconosciuti all'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2005, pari al livello dei costi riconosciuti in via preliminare per l'anno 2004;
  - confermare per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 l'applicazione della componente UC_4 e la sospensione della componente A_8;
  - dare disposizioni all'Acquirente unico affinché provveda a versare al Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, il margine economico lordo residuo, relativo all'attività di compravendita dell'energia elettrica di cui alla deliberazione n. 13/04 svolta nel I trimestre dell'anno 2004.

- Ritenuta l'opportunità di:
  - ripristinare, nella disciplina relativa alla determinazione dell'indice gas nel prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali di cui all'Allegato n. 1 della deliberazione n. 24/99, il riferimento alle quattro quotazioni mensili, espresse in US$/barile (Fob Breakeven Price - ARA), dei greggi denominati Arabian Light, Iranian Light, Algeria-Saharan Blend e Lybia-Zuetina, almeno fintantoché le medesime sono pubblicate dal bollettino Platt's Oilgram Price Report, nella tabella World Crude Oil Price;
  - applicare quanto previsto dall'articolo 2, comma 2.1, della deliberazione n. 24/02 per i greggi di riferimento nel caso in cui una, o entrambe, le quotazioni mensili, espresse in US$/barile (Fob Breakeven Price - ARA), dei due greggi

denominati Algeria-Saharan Blend e Lybia-Zuetina non dovessero essere pubblicate dal bollettino Platt's Oilgram Price Report;

- prevedere un adeguamento, con effetto dall'1 gennaio 2005, del consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta di energia elettrica degli impianti termoelettrici nazionali di cui all'articolo 2, comma 2.2, della deliberazione n. 244/00, che tenga conto dei miglioramenti di efficienza conseguiti nel corso dell'anno 2004 a seguito dell'entrata in esercizio di un numero significativo di impianti di produzione di energia elettrica, nuovi o potenziati o rifatti;
- aggiornare il valore del parametro Ct

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del Testo integrato, allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004 n. 5/04 e sue successive modificazioni e integrazioni (di seguito richiamato come il Testo integrato).

Articolo 2
Determinazione dell'indice gas naturale nel prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali

2.1 La determinazione dell'indice gas naturale, di cui all'allegato n. 1 della deliberazione n. 24/99, come modificata dalla deliberazione n. 24/02, segue i criteri stabiliti nell'Allegato n. 1 alla deliberazione n. 24/99 se, nel mese di riferimento, il bollettino *Platt's Oilgram Price Report* pubblica, nella tabella World Crude Oil Price, tutte e quattro le quotazioni mensili, espresse in US$/barile (Fob Breakeven Price - ARA) dei greggi denominati Arabian Light, Iranian Light, Algeria-Saharan Blend e Lybia-Zuetina.

2.2 La determinazione dell'indice gas naturale, di cui all'allegato n. 1 della deliberazione n. 24/99, come modificata dalla deliberazione n. 24/02, segue i criteri stabiliti dall'articolo 2, comma 2.1, della deliberazione n. 24/02 se una, o entrambe, le quotazioni mensili, espresse in US$/barile (Fob Breakeven Price - ARA) dei due greggi denominati Algeria-Saharan Blend e Lybia-Zuetina non dovessero essere pubblicate dal bollettino *Platt's Oilgram Price Report*.

Articolo 3
Aggiornamento dei parametri Rt e Ct

3.1 A decorrere dall'1 gennaio 2005, il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali, di cui all'articolo 2, comma 2.2, della deliberazione n. 244/00, è pari a 2230 kcal/kWh.

3.2 Il parametro *Ct* per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005 è pari a 4,121 centesimi di euro/kWh.

Articolo 4
Aggiornamento di elementi e componenti tariffarie

4.1 I valori dell'elemento *PC*, dell'elemento *OD* per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005 sono fissati nelle tabelle 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2, allegate alla presente deliberazione. Per l'elemento *CD* sono confermati i valori fissati con deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 171/04 e per l'elemento *INT*, sono confermati i valori fissati con deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 46/04. I valori della componente *CCA* per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005 sono fissati nelle tabelle 3.1, 3.2 e 3.3.

4.2 I valori dell'elemento *PV* e della componente *CAD* per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005 sono fissati nelle tabelle 4 e 5 allegate alla presente deliberazione.

4.3 L'elemento VE per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005 è fissato pari a 0,02 centesimi di euro/kWh.

4.4 Per l'elemento DP per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005 è confermato il valore fissato con deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 46/04.

4.5 I valori delle componenti tariffarie A e delle componenti tariffarie UC1, UC3, UC5, UC6 e MCT, per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2005, sono fissate come indicato nelle tabelle 6.1, 6.2 e 7 allegate alla presente deliberazione.

Articolo 5
Componenti UC_4 e A_8

5.1 Per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 e il 31 marzo 2005, la tariffa per il servizio di vendita di cui al comma 22.1 del Testo integrato comprende anche la componente UC_4 di cui alla tabella 5 della deliberazione dell'Autorità 24 settembre 2003, n. 109/03.

5.2 Per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 e il 31 marzo 2005, le tariffe domestiche di cui ai commi 24.1, 24.2 e 24.3 del Testo integrato comprendono anche la componente UC_4 di cui alla tabella 5 della deliberazione dell'Autorità 24 settembre 2003, n. 109/03.

5.3 L'applicazione della componente tariffaria A_8 di cui al comma 52.2, lettera f) del Testo integrato, è sospesa.

Articolo 6
Disposizioni all'Acquirente unico

6.1 La società Acquirente unico Spa versa al Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, di cui al comma 59.1 del Testo integrato, il margine economico lordo residuo, relativo all'attività di compravendita dell'energia elettrica di cui alla deliberazione n. 13/04 svolta nel I trimestre dell'anno 2004.

6.2 Il versamento di cui al comma 6.1 è effettuato entro 28 febbraio 2005, previa comunicazione all'Autorità dell'ammontare effettivo del margine economico lordo residuo, relativo all'attività di compravendita dell'energia elettrica di cui alla deliberazione n. 13/04 svolta nel I trimestre dell'anno 2004.

- Di pubblicare il presente provvedimento nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore dall'1 gennaio 2005.

Milano, 30 dicembre 2004 Il Presidente: A. Ortis

Tabella 1.1: Elemento PC per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		PC (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	6,34
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	5,40
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	6,91
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	5,12
lettera e)	Altre utenze in media tensione	6,74
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	5,93

Tabella 1.2: Elemento PC per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		PC (centesimi di euro/kWh)	
		FB1	FB2
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	8,30	5,09
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	8,30	5,09
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	8,30	5,09
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	7,88	4,83
lettera e)	Altre utenze in media tensione	7,88	4,83
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	7,71	4,73

Tabella 1.3: Elemento PC per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		PC (centesimi di euro/kWh)			
		F1	F2	F3	F4
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	8,88	8,18	5,07
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	8,88	8,18	5,07
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	-	8,88	8,18	5,07
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	8,42	7,76	4,81
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	8,42	7,76	4,81
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	-	8,24	7,60	4,71

Tabella 2.1: Elemento OD per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		OD (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,30
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,30
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,30
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,29
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,29
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	0,28

Tabella 2.2: Elemento OD per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		OD (centesimi di euro/kWh)			
		F1	F2	F3	F4
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,29	0,29	0,29
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,29	0,29	0,29
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	-	0,29	0,29	0,29
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,27	0,27	0,27
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	0,27	0,27	0,27
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	-	0,27	0,27	0,27

Tabella 3.1 Componente CCA per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		CCA (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	6,88
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	5,82
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	7,53
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	5,52
lettera e)	Altre utenze in media tensione	7,36
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	6,45

Tabella 3.2: Componente CCA per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		CCA (centesimi di euro/kWh)	
		FB1	FB2
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	8,84	5,63
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	8,72	5,51
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	8,92	5,71
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	8,28	5,23
lettera e)	Altre utenze in media tensione	8,50	5,45
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	8,23	5,25

Tabella 3.3: **Componente CCA per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4**

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		CCA (centesimi di euro/kWh)			
		F1	F2	F3	F4
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	9,68	8,76	5,39
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	9,68	8,76	5,39
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	-	9,68	8,76	5,39
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	9,17	8,31	5,11
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	9,17	8,31	5,11
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	-	8,99	8,14	5,01

Tabella 4: Elemento PV

Tariffa D2		
Fasce di consumo (kWh/anno)		PV (centesimi di euro/kWh)
da	a	
0	900	3,68
901	1800	3,67
1801	2640	5,48
2641	4440	6,86
oltre 4440		5,48

Tariffa D3	
	PV (centesimi di euro/kWh)
	5,48

Tabella 5: Elemento CAD

Tariffa D2		
Fasce di consumo (kWh/anno)		CAD (centesimi di euro/kWh)
da	a	
0	900	5,89
901	1800	5,91
1801	2640	7,72
2641	4440	9,10
oltre 4440		7,72

Tariffa D3	
	CAD (centesimi di euro/kWh)
	7,72

Tabella 6.1: Componenti tariffarie A

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	A2			A3			A4			A5			A6	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	centesimi di euro/kWh per consumi mensili in eccesso a 8 GWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	centesimi di euro/kWh consumi mensili in eccesso a 8 GWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	centesimi di euro/kWh per consumi mensili in eccesso a 8 GWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	centesimi di euro/kWh consumi mensili in eccesso a 8 GWh	centesimi di euro/kWh per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	centesimi di euro/kWh per consumi mensili in eccesso a 8 GWh
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione	-	0,06	0,06	-	0,71	0,71	-	0,09	0,09	-	0,03	0,03	0,08	0,08
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,04	0,04	-	0,90	0,90	-	0,17	0,17	-	0,02	0,02	0,08	0,08
lettera c) Altre utenze in bassa tensione														
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,06	-	-	0,71	-	-	0,17	-	-	0,03	-	0,08	-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	371,85	0,03	0,03	4.469,37	0,97	0,97		0,17	0,17	366,68	0,01	0,01	0,08	0,08
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,03	-	-	0,71	-	-	0,17	-	-	0,01	-	0,08	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	371,85	0,03	-	3.718,79	0,79	-	-	0,17	-	366,68	0,01	-	0,08	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	371,85	0,03	-	4.689,96	0,73	-	-	0,17	-	366,68	0,01	-	0,08	-

Tabella 6.2: Componenti tariffarie UC e MCT

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	UC1		UC3		UC5		UC6			MCT	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro / kW/anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione	-	0,05	-	0,04	-	0,06	-	19,30	0,01	-	0,02
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,05	-	0,04	-	0,06	-	-	0,02	-	0,02
lettera c) Altre utenze in bassa tensione											
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,05	-	0,04	-	0,06	158,88	-	0,01	-	0,02
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,05	-	0,04	-	0,06	158,88	-	0,01	-	0,02
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,05	-	0,02	-	0,06	-	-	0,01	-	0,02
lettera e) Altre utenze in media tensione	-	0,05	-	0,02	-	0,06	9.185,88	-	-	-	0,02
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	-	0,05	-	0,01	-	0,06	-	-	-	-	0,02

Tabella 7: Componenti tariffarie A, UC e MCT per i soggetti di cui al comma 72.2 del Testo integrato

	A2	*A3*	*A4*	*A5*	*A6*	*UC1*	*UC3*		*UC5*	*UC6*			*MCT*
	(centesimi di euro/kWh)	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kW/anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*
Alluminio primario	0,03	0,73	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,03	0,73	0,17	0,01	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Ferrovie dello Stato Spa, Società Terni Spa e suoi aventi causa (nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730, e dall'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02

05A00466

DELIBERAZIONE 30 dicembre 2004.

Misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica per l'anno 2005. (Deliberazione n. 254/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 dicembre 2004

- Visti:
  - la legge 10 ottobre 1990, n. 287;
  - la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n.481/95);
  - il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue modifiche e provvedimenti applicativi (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
  - gli indirizzi formulati in data 31 luglio 2003 dal Ministro delle attività produttive per la realizzazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica (di seguito: Sistema Italia 2004);
  - il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 recante approvazione del testo integrato della Disciplina del mercato elettrico e assunzione di responsabilità del Gestore del mercato elettrico S.p.a. relativamente al mercato elettrico (di seguito: decreto ministeriale 19 dicembre 2003) ed, in particolare, l'articolo 5;
  - la direttiva del Ministro delle attività produttive 24 dicembre 2004 (prot. n. 4159), recante indirizzi alle società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, Gestore del mercato elettrico Spa, Acquirente unico Spa, e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai fini della partecipazione attiva della domanda al Sistema Italia 2004 (di seguito: direttiva ministeriale 24 dicembre 2004);
  - l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente integrato e modificato, ed in particolare, per quanto attiene alle condizioni vigenti dall'1 gennaio 2005, dalla deliberazione 24 dicembre 2004, n.237/04 (di seguito: deliberazione n. 168/03);
  - l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 05/04, come successivamente integrato e modificato (di seguito: Testo integrato);
  - la deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2004, n.21/04 (di seguito: deliberazione n.21/04);
  - il documento per la consultazione 23 novembre 2004 recante schema di misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica per l'anno 2005 (di seguito: documento per la consultazione 23 novembre 2004).

- Considerato che:
  - ai sensi della legge n.481/95, l'Autorità è investita di una generale funzione di regolazione attraverso la quale può adottare misure ed interventi necessari per rimuovere situazioni strutturali ostative alla promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica;
  - le misure e gli interventi di cui al precedente alinea debbono essere graduati in ragione della effettive, congiunturali esigenze di supporto al processo di promozione della concorrenza come sopra evidenziate, diversamente dando luogo a forme surrettizie di intervento amministrativo sui meccanismi di mercato;
  - nello specifico caso del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n.79/99, l'articolo 5 del decreto ministeriale 19 dicembre 2003 stabilisce che con specifico provvedimento dell'Autorità siano adottate misure per il controllo dell'esercizio del potere di mercato nel predetto sistema delle offerte e siano stabilite le modalità per il monitoraggio dell'andamento dei prezzi sul medesimo sistema; e che l'Autorità ha dato attuazione a detto mandato in sede di prima applicazione con la deliberazione n.21/04 (di seguito: misure 2004), con misure aventi efficacia nella fase di avvio del dispacciamento di merito economico dispiegatasi nel periodo 1 aprile 2004 – 31 dicembre 2004;
  - l'esperienza acquisita in sede di applicazione della deliberazione n.21/04 ha consentito di ottenere elementi conoscitivi tali da evidenziare l'esigenza di intervenire su alcuni limitati aspetti di tale disciplina, peraltro mai impugnata in sede giurisdizionale, al fine di mettere a punto misure analoghe per l'anno 2005 (di seguito: misure 2005), in cui tali aspetti potessero essere superati in quanto potenzialmente problematici se reiterati in una rinnovata applicazione per l'anno 2005; tali aspetti essendo, in particolare:
    a. il riferimento operato dalle misure 2004 alle fasce orarie, ed in particolare alle fasce orarie F1 ed F2 di alta-media intensità di carico nel sistema elettrico nazionale;
    b. il confronto insito nelle misure 2004 dei prezzi rivenienti dal sistema delle offerte con i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso fissati nel previdente regime amministrato;
  - l'esperienza acquisita nella fase di avvio del dispacciamento di merito economico e l'analisi della formazione dei prezzi nel sistema delle offerte in tale periodo hanno posto in evidenza che il monitoraggio dell'esercizio di potere di mercato alla base delle misure 2005 debba essere più articolato per tener conto, tra l'altro:
    a) del differenziale dei prezzi di vendita dell'energia elettrica tra zone o macro-zone del mercato elettrico;
    b) della frequenza nel determinare il prezzo della zona o macro-zona del mercato elettrico imputabile al singolo operatore di mercato;
    c) della valorizzazione dell'energia elettrica su base oraria, piuttosto che su fascia oraria;
    d) della stima dei volumi di energia elettrica sottesi a contratti di fornitura i cui prezzi sono rapportati alla valorizzazione dell'energia elettrica sul sistema delle offerte, conclusi sia sul mercato libero che su quello vincolato, al fine di valutare il grado di coperture dal rischio prezzo;
    e) delle quantità minime di offerte di vendita accettate in capo al singolo operatore di mercato;

- l'esperienza acquisita nella fase di avvio del dispacciamento di merito economico e l'analisi della formazione dei prezzi nel sistema delle offerte in tale periodo hanno fornito elementi tali da indicare che l'operatività delle misure 2005, qualora sia accertato in concreto in sede di monitoraggio l'esercizio di potere di mercato, dovrebbe consistere:
  a) nella conferma della disposizione già contenuta nelle misure 2004 secondo le quali vengono liquidate all'operatore di mercato le offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima, riconoscendo al medesimo un prezzo pari al prezzo specificato nella singola offerta, in luogo del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica nel medesimo mercato;
  b) nell'imposizione di un vincolo a presentare nel mercato del giorno prima un'offerta di vendita semplice con un prezzo fisso uguale in tutte le ore, determinato dall'operatore di mercato, al netto dei propri programmi di immissione nei contratti bilaterali, al fine di limitare le possibilità di comportamenti speculativi in utilizzo della capacità di incidenza sui prezzi formatisi sul mercato elettrico e della loro volatilità;
- nel documento per la consultazione 23 novembre 2004 è stato delineato, in coerenza con quanto sopra indicato, lo schema di misure 2005;
- sono state inoltre acquisite simulazioni dell'operatività dello schema di misure 2005, condotte, sulla base delle offerte registrate nel corso dell'anno 2004, dagli organismi tecnici cui è affidata la gestione del mercato e che in tale veste dispongono delle conoscenze e delle dotazioni tecniche per operare in tale senso;
- in sede di consultazione sono state, tra l'altro, espresse richieste di modificazione allo schema di misure 2005, in particolare:
  a) la necessità di interdire l'accesso allo sbilanciamento a programma, introdotto con deliberazione n.168/03, per gli operatori di mercato per cui si è verificato l'intervento delle misure 2005, al fine di evitare elusioni del medesimo;
  b) l'opportunità di ridurre le soglie di intervento delle misure 2005 in ragione del livello di coperture dal rischio prezzo;
  c) la necessità di semplificare i parametri di calcolo delle quantità minime di offerte di vendita accettate in capo al singolo operatore di mercato;
  d) l'opportunità di meglio definire le offerte di vendita nel mercato del servizio di dispacciamento nel caso in cui un operatore di mercato sia tenuto, per intervento delle misure 2005, a presentare offerte di vendita semplice con un prezzo fisso uguale in tutte le ore nel mercato del giorno prima;
  e) l'opportunità di prevedere l'intervento delle misure 2005 solo in caso di reiterata accertamento, per un prefissato numero di ore in ciascun mese, dell'esercizio di potere di mercato da parte di un operatore di mercato

- Ritenuto che sia opportuno adottare le misure 2005 così come risultano dallo schema di cui al documento per la consultazione 23 novembre 2004, modificato per tener conto delle sollecitazioni illustrate nell'ultimo alinea del considerato

DELIBERA

1. di approvare il seguente provvedimento:

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni richiamate e riportate all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168/03, nonché all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n.05/04, integrate come segue:

- **fabbisogno nazionale** è, in ciascuna ora, la quantità di energia elettrica utilizzata dal Gestore del mercato ai fini del calcolo del prezzo di cui all'articolo 19, comma 19.3, lettera c), della deliberazione n. 168/03;
- **offerta semplice** è l'offerta di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera hh) della Disciplina del mercato;
- **operatore di mercato marginale** è l'operatore di mercato cedente che ha presentato l'ultima offerta di vendita accettata nel mercato del giorno prima;
- **operatore di mercato rilevante** è un operatore di mercato cedente che nel periodo compreso tra l'1 aprile e il 31 dicembre 2004, in almeno una macrozona, ha offerto in vendita nel mercato del giorno prima, ivi comprese le offerte relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, una quantità di energia elettrica non inferiore al 10% della quantità complessivamente accettata in vendita alla chiusura del mercato del giorno prima in tale periodo nella medesima macrozona;
- **potenza massima** di un'unità di produzione è il massimo delle potenze massime di fascia dichiarate per la suddetta unità di produzione nel registro delle unità di produzione tenuto dal Gestore della rete.

--*--

- **Disciplina del mercato** è il Testo Integrato della disciplina del mercato elettrico approvato con il decreto 19 dicembre 2003, come successivamente modificato e integrato;
- **deliberazione n. 168/03** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 21/04** è la deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2004, n. 21/04.

Articolo 2
Oggetto e finalità

2.1 Il presente provvedimento reca le disposizioni aventi ad oggetto i meccanismi per il controllo dell'esercizio del potere di mercato nel settore elettrico per l'anno

2005, ivi inclusa la fissazione dei prezzi da riconoscere agli operatori di mercato cedenti in particolari condizioni, al fine di assicurare l'economicità delle forniture.

2.2 Il presente provvedimento persegue la finalità di:

a) assicurare l'economicità dell'approvvigionamento di energia elettrica;
b) garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore elettrico;
c) promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

Articolo 3
Prezzi massimi delle offerte nel mercato dell'energia

3.1 Per l'anno 2005, il valore limite di cui all'articolo 11, comma 11.1, della deliberazione n. 21/04 è confermato pari a 500 euro/MWh.

Articolo 4
Macro zone

4.1 Ai fini dell'applicazione delle previsioni di cui all'articolo 5, per macro zona si intende una delle seguenti macro zone:

a) macro zona A è l'aggregato della zona nord e dei poli di produzione limitata di Turbino-Roncovalgrande e di Monfalcone, come definite nella deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 47/04;
b) macro zona B è l'aggregato delle zone Sicilia e Calabria e del polo di produzione limitata di Priolo, come definite nella deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 47/04;
c) macro zona C è la zona Sardegna come definita nella deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 47/04;
d) macro zona D è l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nelle macro zone A, B e C e diverse dalle zone estere come definite nella deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 47/04.

Articolo 5
Misure transitorie per l'anno 2005 in materia di controllo del potere di mercato e per la promozione della concorrenza

5.1 Le disposizioni di cui al presente articolo trovano applicazione limitatamente all'anno 2005.

5.2 Il Gestore del mercato determina, per ciascun giorno g di ciascun mese e per ciascuna macro zona z, un indice di prezzo relativo pari a:

$$I_z^g = \frac{Pscorrevole^g{}_z}{\min_z\{Pscorrevole^g{}_z\}}$$

dove:

- z è un indice che rappresenta la macro zona;
- $Pscorrevole_z^g$ è, per ciascun giorno del mese g e per la macro zona z, la media dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 41, comma 41.2, lettera b), della Disciplina del mercato, calcolata con riferimento ai trenta giorni precedenti, ponderati per le quantità vendute nel mercato del giorno prima in ciascuna delle zone che compongono la macro zona, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- $\min_z \{Pscorrevole^g{}_z\}$ è, per ciascun giorno del mese, il minore tra i valori assunti dai prezzi $Pscorrevole_z^g$ relativi alle diverse macro zone.

5.3 Il Gestore del mercato determina per ciascun operatore di mercato rilevante e in ciascun mese:

a) l'indice orario di copertura, definito ai sensi del comma 5.4, relativo a tutte le ore del mese;
b) la quantità minima oraria, definita ai sensi del comma 5.7, relativa a tutte le ore del mese;
c) l'indice di marginalità, definito ai sensi del comma 5.8, relativo a tutti i giorni del mese.

5.4 Per ciascuna ora h, l'indice orario di copertura relativo all'operatore di mercato m, nella macro zona z, è pari a:

$$IC_{m,z}^h = \left(\frac{P_z^h}{500} + 0{,}4 \right) * \frac{\left(0{,}8 * S_{m,z}^h - T_{m,z}^h\right)}{\left(S_{tot,z}^h - D_z^h\right)}$$

dove:

- z è un indice che rappresenta la macro zona;
- h è un indice che rappresenta l'ora;
- m è un indice che rappresenta l'operatore di mercato;
- P_z^h è, per la macro zona z, la media dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 41, comma 41.2, lettera b), della Disciplina del mercato, calcolata con riferimento all'ora h, ponderati per le quantità vendute nel mercato del giorno prima in ciascuna delle zone che compongono la macro zona, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- $S_{m,z}^h$ è la quantità offerta in vendita alla chiusura del mercato del giorno prima dall'operatore di mercato m, relativamente all'ora h, nella macro zona z, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- $S_{tot,z}^h$ è la quantità complessivamente offerta in vendita alla chiusura del mercato del giorno prima, relativamente all'ora h, nella macro zona z, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;

- D_z^h è la quantità complessivamente accettata in vendita alla chiusura del mercato del giorno prima, relativamente all'ora *h,* nella macro zona *z*, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- $T_{m,z}^h$ è la quantità di energia elettrica, nell'ora *h* e nella macro zona *z,* oggetto di contratti i cui corrispettivi siano rapportati alla valorizzazione dell'energia elettrica nel sistema delle offerte, ovvero di contratti a questi connessi o conseguenti, o di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, conclusi e registrati entro il 31 dicembre 2005 dall'operatore di mercato *m* con operatori di mercato con cui non sussistano rapporti di controllo o collegamento.

5.5 La quantità di energia elettrica oggetto di contratti i cui corrispettivi siano rapportati alla valorizzazione dell'energia elettrica nel sistema delle offerte, ovvero di contratti a questi connessi o conseguenti, nell'ora *h* e nella macro zona *z,* è pari alla somma:

a) delle quantità oggetto dei contratti i cui corrispettivi sono rapportati al prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 41, comma 41.2, lettera b), della Disciplina del mercato in una delle zone o in uno dei poli di produzione limitata appartenenti alla macro zona *z*, e
b) del prodotto tra la percentuale del fabbisogno nazionale relativo alle zone appartenenti alla macro zona *z* e le quantità oggetto dei contratti i cui corrispettivi siano rapportati al prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 41, comma 41.2, lettera c), della Disciplina del mercato.

5.6 Ai fini della determinazione del parametro $T_{m,z}^h$ di cui al comma 5.4, la quantità di energia elettrica, nell'ora h e nella macro zona z, oggetto di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, è pari al minor valore tra i programmi di immissione ed i programmi di prelievo presentati dall'operatore di mercato *m* ai sensi dell'articolo 17 della deliberazione n. 168/03 in esecuzione dei medesimi contratti.

5.7 La quantità minima oraria imputabile all'operatore di mercato *m*, nell'ora *h* e nella macro zona *z*, è pari al massimo tra zero e:

$$Q\min_{m,z}^h = \left(D_z^h - S_{m-1,z}^h\right) * \left(2 - \frac{D_z^h}{S_{tot,z}^h}\right)$$

dove:

- D_z^h è la quantità complessivamente accettata in vendita alla chiusura del mercato del giorno prima, relativamente all'ora *h*, nella macro zona *z*, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- $S_{m-1,z}^h$ è la somma delle quantità offerte in vendita alla chiusura del mercato del giorno prima dagli operatori di mercato diversi dall'operatore di mercato

m, relativamente all'ora h, nella macro zona z, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;

- $S^{h}_{tot,z}$ è la quantità complessivamente offerta in vendita alla chiusura del mercato del giorno prima, relativamente all'ora h, nella macro zona z, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

5.8 L'indice di marginalità relativo all'operatore di mercato m, per ciascun giorno g di ciascun mese e per ciascuna macro zona z, è pari a:

$$IM^{g}_{m,z} = \frac{H_{m,z}}{H_{mese}} * \frac{Pmedio_{m,z}}{Pmedio_{z}} * \left(I^{g}_{z}\right)^{2}$$

dove:

- $H_{m,z}$ è il numero di ore del mese in cui l'operatore di mercato m è risultato operatore di mercato marginale in almeno una delle zone comprese nella macro zona z,
- H_{mese} è il numero di ore del mese;
- $Pmedio_{m,z}$ è la media relativa alle ore del mese e alle zone che compongono la macro zona z in cui l'operatore di mercato m è risultato operatore di mercato marginale, dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 41, comma 41.2, lettera b), della Disciplina del mercato, definita ai sensi del comma 5.9;
- $Pmedio_{z}$ è la media relativa a tutte le ore del mese e alle zone che compongono la macro zona z, dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 41, comma 41.2, lettera b), della Disciplina del mercato, definita ai sensi del comma 5.10;
- I^{g}_{z} è l'indice di prezzo relativo di cui al comma 5.2.

5.9 La media dei prezzi $Pmedio_{m,z}$ è pari a:

$$Pmedio_{m,z} = \frac{\sum_{zi \in Z} \sum_{h \in Hm} P^{zi}_{h} * q^{zi}_{h}}{\sum_{zi \in Z} \sum_{h \in Hm} q^{zi}_{h}}$$

dove:

- Hm è l'insieme delle ore del mese in cui l'operatore di mercato m è risultato marginale nella zona zi;
- Z è l'insieme delle zone zi appartenenti alla macro zona z,
- P^{zi}_{h} è il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 41, comma 41.2, lettera b), della Disciplina del mercato, nella zona zi e nell'ora h;
- q^{zi}_{h} è la quantità venduta nel mercato del giorno prima nella zona zi e nell'ora h, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

5.10 La media dei prezzi $Pmedio_z$ è pari a:

$$Pmedio_z = \frac{\sum_{zi \in Z}\sum_{h \in H} P_h^{zi} * q_h^{zi}}{\sum_{zi \in Z}\sum_{h \in H} q_h^{zi}}$$

dove:

- H è l'insieme delle ore del mese;
- Z è l'insieme delle zone zi appartenenti alla macro zona z;
- P_h^{zi} è il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 41, comma 41.2, lettera b), della Disciplina del mercato, nella zona zi e nell'ora h;
- q_h^{zi} è la quantità venduta nel mercato del giorno prima nella zona zi e nell'ora h, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

5.11 Le operazioni di cui ai commi 5.2 e 5.3 sono eseguite entro il giorno 10 del mese successivo a quello cui la determinazione si riferisce.

5.12 Qualora in almeno dodici ore del mese:

a) l'indice IC relativo ad un operare di mercato m sia non inferiore a 1, e

b) almeno una delle due condizioni previste al comma 5.13 risulti violata,

all'operatore di mercato m si applica quanto previsto ai successivi commi 5.15, 5.16, 5.19.

5.13 Le condizioni di cui al comma 5.12 sono le seguenti:

a) la quantità venduta dall'operatore di mercato nel mercato del giorno prima, ivi comprese le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, nell'ora in cui l'indice IC di cui al comma 5.4 è non inferiore a 1, è non inferiore alla quantità minima di cui al comma 5.7;

b) nel giorno in cui l'indice IC di cui al comma 5.4 è non inferiore a 1 in almeno un'ora, l'indice di marginalità IM di cui al comma 5.8 è inferiore a 0,9.

5.14 Il Gestore del mercato elettrico dà comunicazione all'operatore di mercato m e al Gestore della rete dell'esito delle verifiche di cui al comma 5.12 entro il termine di chiusura della sessione del mercato del giorno prima relativa al dodicesimo giorno del mese successivo a quello cui la verifica stessa si riferisce.

5.15 In tutte le ore dei 30 giorni successivi al termine di cui al comma 5.14, è revocata la facoltà di esercitare lo sbilanciamento a programma di cui all'articolo 17, comma 17.3.1 con riferimento ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte e registrati ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 168/03 dall'operatore di mercato m.

5.16 L'operatore di mercato *m* deve presentare:

a) nel mercato del giorno prima, per ciascun punto di dispacciamento, un'offerta di vendita semplice con un prezzo fisso uguale in tutte le ore dei 30 giorni successivi al termine di cui al comma 5.14. Per i punti di dispacciamento relativi a unità di produzione termoelettriche rilevanti, l'operatore di mercato deve offrire in vendita in ciascuna ora di detto periodo una quantità pari alla potenza massima dell'unità di produzione, al netto dei programmi di immissione di cui all'articolo 17 della deliberazione n. 168/03;

b) nel mercato per il servizio di dispacciamento, per ciascun punto di dispacciamento relativo ad unità di produzione abilitate, un'offerta di vendita con un prezzo fisso per tutte le ore dei 30 giorni successivi al termine di cui al comma 5.14 e non superiore al prezzo di cui al successivo comma 5.17;

c) nel mercato per il servizio di dispacciamento, per ciascun punto di dispacciamento relativo ad unità di produzione abilitate, un'offerta di acquisto con un prezzo fisso per tutte le ore dei 30 giorni successivi al termine di cui al comma 5.14 e non inferiore al prezzo di cui al successivo comma 5.18.

5.17 Il prezzo di cui al comma 5.16, lettera b), è pari, per ciascun punto di dispacciamento, alla media ponderata dei prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita accettate, con riferimento al medesimo punto di dispacciamento, nel mercato per il servizio di dispacciamento nel mese precedente a quello cui la verifica si riferisce. Qualora nel predetto mese si siano realizzate le condizioni di cui al comma 5.12, la media ponderata dei prezzi di cui al precedente paragrafo deve essere calcolata con riferimento all'ultimo mese in cui le condizioni di cui al comma 5.12 non si sono realizzate.

5.18 Il prezzo di cui al comma 5.16, lettera c), è pari, per ciascun punto di dispacciamento, alla media ponderata dei prezzi di valorizzazione delle offerte di acquisto accettate, con riferimento al medesimo punto di dispacciamento, nel mercato per il servizio di dispacciamento nel mese precedente a quello cui la verifica si riferisce. Qualora nel predetto mese si siano realizzate le condizioni di cui al comma 5.12, la media ponderata dei prezzi di cui al precedente paragrafo deve essere calcolata con riferimento all'ultimo mese in cui le condizioni di cui al comma 5.12 non si sono realizzate.

5.19 I prezzi liquidati dal Gestore del mercato all'operatore di mercato *m* per le offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima in qualsiasi zona e relative a tutte le ore dei 30 giorni successivi al termine di cui al comma 5.14 sono modificati in modo da riconoscere un prezzo pari al prezzo specificato nella stessa offerta, in luogo del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 41, comma 41.2, lettera b), della Disciplina del mercato.

5.20 Nel caso in cui l'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo determini una differenza positiva tra ricavi e costi del Gestore del mercato connessi con i contratti di compravendita di energia elettrica nel mercato del giorno prima, il Gestore del mercato medesimo versa tale differenza al Gestore della rete. Il Gestore della rete utilizza tali proventi per la copertura dei costi di

dispacciamento, a riduzione del corrispettivo di cui all'articolo 36 della deliberazione n. 168/03.

5.21 Il Gestore della rete in situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale, ai fini della tutela della sicurezza del medesimo sistema, può sospendere l'applicazione delle disposizioni di cui al comma 5.19, dandone tempestiva comunicazione all'Autorità.

5.22 Il Gestore del mercato verifica il rispetto degli obblighi di cui al comma 5.16 e, nel caso di violazione, ne dà tempestiva comunicazione all'Autorità per i provvedimenti di competenza.

Articolo 6
Disposizioni transitorie e finali

6.1 Ai fini del presente provvedimento, ove non diversamente specificato, sono considerati congiuntamente gli operatori di mercato tra i quali sussista un rapporto di controllo o collegamento sussumibile in una delle fattispecie declinate nell'articolo 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287.

-*-

2. di richiedere al Direttore della Direzione energia elettrica dell'Autorità di rendere disponibile, entro il 15 marzo 2005, un resoconto circa gli effetti dispiegati dal presente provvedimento nel primo bimestre 2005, avvalendosi della collaborazione della società Gestore del mercato elettrico Spa.

3. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro delle attività produttive, alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa ed alla società Gestore del mercato elettrico Spa;

4. di pubblicare il presente provvedimento nella Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data di pubblicazione.

Milano, 30 dicembre 2004 Il Presidente: A. Ortis

05A00467

AUGUSTA IANNINI, *direttore* FRANCESCO NOCITA, *redattore*

(G503008/1) Roma, 2005 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2005 (salvo conguaglio) (*)

Ministero dell'Economia e delle Finanze - *Decreto 24 dicembre 2003* (G.U. *n. 36 del 13 febbraio 2004)*

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:		
	(di cui spese di spedizione € 219,04)	- annuale	€ **400,00**
	(di cui spese di spedizione € 109,52)	- semestrale	€ **220,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:		
	(di cui spese di spedizione € 108,57)	- annuale	€ **285,00**
	(di cui spese di spedizione € 54,28)	- semestrale	€ **155,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:		
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€ **68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€ **43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:		
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€ **168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€ **91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:		
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€ **65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€ **40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:		
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€ **167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€ **90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, ed ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 344,93)	- annuale	€ **780,00**
	(di cui spese di spedizione € 172,46)	- semestrale	€ **412,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 234,45)	- annuale	€ **652,00**
	(di cui spese di spedizione € 117,22)	- semestrale	€ **342,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € **80,00** *il versamento relativo al tipo di abbonamento alla* Gazzetta Ufficiale - *parte prima - prescelto, si riceverà anche l'Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2005.*

BOLLETTINO DELLE ESTRAZIONI

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **88,00**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI

(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
	serie generale	€ 1,00
	serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo serie speciale, *concorsi,* prezzo unico	€ 1,50
	supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€ 6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II (inserzioni)

Abbonamento annuo	*(di cui spese di spedizione € 120,00)*		€ **320,00**
Abbonamento semestrale	*(di cui spese di spedizione € 60,00)*		€ **185,00**
Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione)		€ 1,00	

I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo		€ **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni		€ **180,00**
Volume separato (oltre le spese di spedizione)	€ 18,00	

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

Restano confermati gli sconti in uso applicati ai soli costi di abbonamento

ABBONAMENTI UFFICI STATALI

Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.